

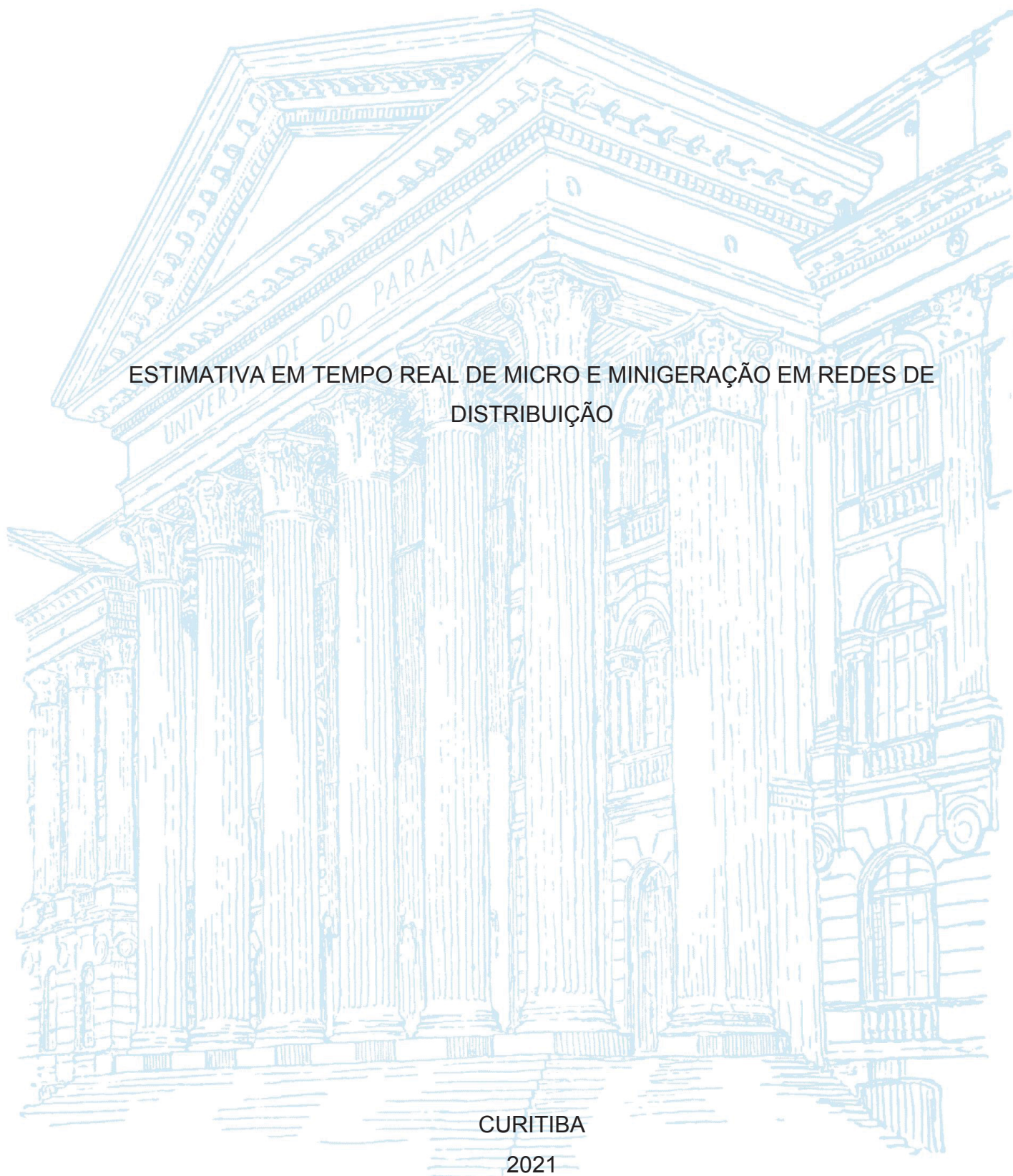
UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ

CRISTINA FERREIRA DOS SANTOS HASLER

ESTIMATIVA EM TEMPO REAL DE MICRO E MINIGERAÇÃO EM REDES DE
DISTRIBUIÇÃO

CURITIBA

2021



CRISTINA FERREIRA DOS SANTOS HASLER

ESTIMATIVA EM TEMPO REAL DE MICRO E MINIGERAÇÃO EM REDES DE
DISTRIBUIÇÃO

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Setor de Tecnologia, Universidade Federal do Paraná, como requisito parcial à obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientadora: Prof(a). Dr(a). Elizete Maria Lourenço

Coorientador: Prof. Dr. Odilon Luis Tortelli

CURITIBA

2021

Catálogo na Fonte: Sistema de Bibliotecas, UFPR
Biblioteca de Ciência e Tecnologia

H352e Hasler, Cristina Ferreira dos Santos
Estimativa em tempo real de micro e minigeração em redes de
distribuição [recurso eletrônico] / Cristina Ferreira Dos Santos
Hasler – Curitiba, 2021.

Dissertação - Universidade Federal do Paraná, Setor de
Tecnologia, Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica.
Orientadora: Prof.^a Dra. Elizete Maria Lourenço
Coorientador: Prof. Dr. Odilon Luis Tortelli

1. Redes Elétricas. 2. Sistema Elétrico de Potência. 3. Sistema de
Distribuição. I. Universidade Federal do Paraná. II. Lourenço,
Elizete Maria. III. Tortelli, Odilon Luis. IV. Título.

CDD: 621.319

Bibliotecária: Roseny Rivelini Morciani CRB-9/1585



MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
SETOR DE TECNOLOGIA
UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ
PRÓ-REITORIA DE PESQUISA E PÓS-GRADUAÇÃO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO ENGENHARIA
ELÉTRICA - 40001016043P4

TERMO DE APROVAÇÃO

Os membros da Banca Examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação em ENGENHARIA ELÉTRICA da Universidade Federal do Paraná foram convocados para realizar a arguição da dissertação de Mestrado de **CRISTINA FERREIRA DOS SANTOS HASLER** intitulada: **ESTIMATIVA EM TEMPO REAL DE MICRO E MINIGERAÇÃO EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO**, sob orientação da Profa. Dra. ELIZETE MARIA LOURENÇO, que após terem inquirido a aluna e realizada a avaliação do trabalho, são de parecer pela sua APROVAÇÃO no rito de defesa.

A outorga do título de mestre está sujeita à homologação pelo colegiado, ao atendimento de todas as indicações e correções solicitadas pela banca e ao pleno atendimento das demandas regimentais do Programa de Pós-Graduação.

CURITIBA, 28 de Junho de 2021.

Assinatura Eletrônica

29/06/2021 12:00:55.0

ELIZETE MARIA LOURENÇO

Presidente da Banca Examinadora

Assinatura Eletrônica

29/06/2021 13:06:00.0

CLODOMIRO UNSIHUAY-VILA

Avaliador Interno (UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ)

Assinatura Eletrônica

29/06/2021 08:36:34.0

RICARDO SCHUMACHER

Avaliador Interno (UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ)

Assinatura Eletrônica

29/06/2021 10:16:14.0

NASTASHA SALAME DA SILVA

Avaliador Externo (UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ)

AGRADEDIMENTOS

Ao Leão de Judá, meu Salvador. Te vi em cada etapa.

A minha orientadora, professora Elizete Maria Lourenço, por ter me auxiliado a “vencer a inércia” de forma tão gentil e generosa e, igualmente, por ter dividido seus conhecimentos comigo ao longo de toda caminhada. Eterna gratidão.

Ao meu coorientador professor Odilon Luis Tortelli, pelo pronto suporte, em tantas ocasiões. Aprendi muito nestes momentos, mas, especialmente, aprendi com sua brilhante atuação em sala de aula. Serei sua imitadora.

Aos colegas, que representam aqui todos os demais, Renan Kovalczuk Portelinha, Luan Felipe Gomes Silva de Lima, Ellen Mara Medeiros Nogueira, Marília Gabriela, Pricila Cerezolli e Thaís Blasi, pelo importante partilhar. Muito obrigada meus amigos. Foi mais leve com a ajuda de vocês.

A todos os professores da Universidade Federal do Paraná, Departamento de Engenharia Elétrica, que participaram efetivamente da construção dos conhecimentos adquiridos e do cumprimento de cada etapa. Que grande privilégio ter contado com todos vocês.

A todos os que acreditaram e torceram. A todos, minha gratidão. É uma conquista que divido com vocês.

RESUMO

Os últimos anos serão lembrados como a época em que mudanças profundas no sistema elétrico de potência começaram a ser implementadas. Estas mudanças, que visam atender às necessidades energéticas que acompanham o aumento da demanda e o desenvolvimento tecnológico na área, afetam as instalações físicas dos sistemas e a sua operação. Consequentemente a forma de planejar, operar e manter o sistema elétrico de potência, necessita ser revisto. Estas mudanças são impulsionadas pelo novo modelo de suprimento de energia, feito a partir de então, com a contribuição da micro e minigeração, fontes distribuídas instaladas próximas as cargas. Este novo formato é apontado como a melhor resposta as necessidades atuais, mas traz, simultaneamente, desafios que devem ser devidamente enfrentados. Um destes desafios diz respeito a intermitência no suprimento de energia por parte das fontes de micro e minigeração, impactando o sistema com uma variabilidade inexistente até então. Esta dissertação examina o processo de transformação do sistema elétrico e propõe uma ferramenta capaz de fornecer ao operador do sistema, em tempo real, informações relativas ao funcionamento das fontes distribuídas, à saber: localização e quantidade de energia fornecida ao sistema. Para fornecer esta informação a normalização complexa por unidade é utilizada em substituição à normalização convencional, permitindo a utilização de formulações clássicas, com robustez e eficiência destacadas para sistemas de transmissão, no processo de estimação de estados de sistemas de distribuição. Na metodologia proposta, o estado do sistema é obtido por meio de métodos desacoplados, mais eficientes para utilização em sistemas de grande porte, como é o caso dos sistemas de distribuição que podem alcançar milhares de barras. A partir do estado estimado, as equações tradicionais de fluxo de potência são requeridas para obtenção das informações necessárias para a correta estimativa das fontes de micro e minigeração. Algoritmos específicos e pacotes computacionais desenvolvidos no grupo de pesquisa onde esta pesquisa está inserida estão vinculados a esta proposta para fornecer uma ferramenta de suporte ao operador do sistema, em tempo real, com elevada precisão. A eficiência da abordagem proposta é avaliada por meio de um sistema de distribuição radial real, localizado na região metropolitana de Caracas, contendo 141 barras. Os resultados obtidos demonstraram a viabilidade e a eficiência da ferramenta proposta para estimação da atividade das fontes de micro e minigeração com elevado grau de precisão.

Palavras-chave: Sistema Elétrico de Potência; Sistema de Distribuição; Fontes de Micro e Minigeração; Estimação de Estados e Normalização Complexa.

ABSTRACT

The last few years will be remembered as the time when profound changes in the electrical power system started to be implemented. These changes, which aim to meet the energy needs that accompany the increase in demand and technological development in the area, affect the physical installations of the systems and their operation. Consequently, the way to plan, operate and maintain the electric power system needs to be revised. These changes are driven by the new model of energy supply, made since then, with the contribution of micro and mini generation, distributed sources installed close to the loads. This new format is identified as the best answer to current needs, but, at the same time, it brings challenges that must be properly addressed. One of these challenges involves the intermittency of the micro and mini generation sources, which impacts the system with variability that did not exist until then. This dissertation examines the transformation process faced by the electrical system and proposes a tool capable of providing to the system operator, in real-time, information regarding the functioning of the distributed sources, namely: location and the amount of energy supplied to the system. To provide this information, conventional per unit normalization is replaced by complex per unit normalization, allowing that transmission system classic state estimation to be applied to distribution networks. Robustness and efficiency highlighted into transmission systems are then transferred to the state estimation process of distribution systems as well. In the proposed methodology, the state of the system is obtained using decoupled methods, more efficient for use in large systems, as is the case of distribution systems that can reach thousands of buses. From the estimated state, the traditional power flow equations are required to obtain the necessary information and to correctly estimate the micro and mini generation sources. Specific algorithms and computational packages developed in the research group where this research is inserted are linked in this proposal to provide a tool to give support to the system operator, in real-time and with high precision. The efficiency of the proposed approach is demonstrated through a real radial distribution test system, located in the metropolitan region of Caracas, containing 141 buses. The results obtained demonstrated the feasibility and efficiency of the proposed tool for estimating the activity of micro and mini generation sources with a high degree of accuracy.

Keywords: Electric Power System; Distribution System; Micro and Mini Generation Sources; State Estimation and Complex Normalization.

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1 - VISÃO GERAL DO ESTIMADOR DE ESTADOS	36
FIGURA 2 - TESTE DO MÁXIMO RESÍDUO NORMALIZADO	52
FIGURA 3 - FLUXOGRAMA DO ESTIMADOR DE MICRO E MINIGERAÇÃO	56
FIGURA 4 - FLUXOGRAMA ESTIMADOR DESACOPLADO NO MODELO	63

LISTA DE GRÁFICOS

GRÁFICO 1 - QUANTIDADE ANUAL DE CONEXÕES	18
GRÁFICO 2 - DISTRIBUIÇÃO DE FREQUÊNCIA DAS BARRAS X DESVIOS DE ESTIMAÇÃO PERCENTUAL: CENÁRIO A - SISTEMA DE 141 BARRAS	71
GRÁFICO 3 - DISTRIBUIÇÃO DE FREQUÊNCIA DAS BARRAS X DESVIOS DE ESTIMAÇÃO PERCENTUAL: CENÁRIO B - SISTEMA DE 141 BARRAS	72
GRÁFICO 4 - DISTRIBUIÇÃO DE FREQUÊNCIA DAS BARRAS X DESVIOS DE ESTIMAÇÃO PERCENTUAL: CENÁRIO C - SISTEMA DE 141 BARRAS	72
GRÁFICO 5 - DISTRIBUIÇÃO DE FREQUÊNCIA DAS BARRAS X DESVIOS DE ESTIMAÇÃO PERCENTUAL: CENÁRIO C1 - SISTEMA DE 141 BARRAS	75
GRÁFICO 6 - DISTRIBUIÇÃO DE FREQUÊNCIA DAS BARRAS X DESVIOS DE ESTIMAÇÃO PERCENTUAL COM ERRO GROSSEIRO EM MEDIDA ATIVA.....	81
GRÁFICO 7 - DISTRIBUIÇÃO DE FREQUÊNCIA DAS BARRAS X DESVIOS DE ESTIMAÇÃO PERCENTUAL COM ERRO GROSSEIRO EM MEDIDA REATIVA.....	81
GRÁFICO 8 - DISTRIBUIÇÃO DE FREQUÊNCIA DAS BARRAS X DESVIOS DE ESTIMAÇÃO PERCENTUAL COM ELIMINAÇÃO DA MEDIDA ATIVA INCORRETA.....	84
GRÁFICO 9 - DISTRIBUIÇÃO DE FREQUÊNCIA DAS BARRAS X DESVIOS DE ESTIMAÇÃO PERCENTUAL COM ELIMINAÇÃO DA MEDIDA REATIVA INCORRETA.....	84
GRÁFICO 10 - MÓDULO DA RELAÇÃO X/R MÉDIA DOS SISTEMAS EM PU E CPU	88

LISTA DE TABELAS

TABELA 1 - SISTEMA DE TRANSMISSÃO X SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO	37
TABELA 2 - VANTAGENS DO ESTIMADOR DESACOPLADO NO MODELO	62
TABELA 3 - DESVIOS DE ESTIMAÇÃO DA GERAÇÃO DE REATIVOS	75
TABELA 4 - ANÁLISE DE DESEMPENHO DA FERRAMENTA COM ERROS ALEATÓRIOS	77
TABELA 5 - SUBSTITUINDO MEDIDA ATIVA CORRETA POR INCORRETA	78
TABELA 6 - SUBSTITUINDO MEDIDA REATIVA CORRETA POR INCORRETA ...	78
TABELA 7 - PROPAGAÇÃO DO ERRO DA MEDIDA ATIVA INCORRETA	79
TABELA 8 - PROPAGAÇÃO DO ERRO DA MEDIDA REATIVA INCORRETA	79
TABELA 9 - IMPACTO DO ERRO GROSSEIRO EM MEDIDA ATIVA - VISÃO GERAL	80
TABELA 10 - IMPACTO DO ERRO GROSSEIRO EM MEDIDA REATIVA - VISÃO GERAL	80
TABELA 11 - RESÍDUOS APÓS ELIMINAÇÃO DA MEDIDA ATIVA INCORRETA..	82
TABELA 12 - RESÍDUOS APÓS ELIMINAÇÃO DA MEDIDA REATIVA INCORRETA	83
TABELA 13 - VALORES DE BASE DOS SISTEMAS TESTE	86
TABELA 14 - VALOR MÉDIO DA RELAÇÃO X/R EM GRAUS EM AMBAS AS NORMALIZAÇÕES	86
TABELA 15 - IMPACTO DA NORMALIZAÇÃO NO ESTIMADOR DE ESTADOS	87

LISTA DE ABREVIATURAS OU SIGLAS

ANEEL	- Agência Nacional de Energia Elétrica
cpu	- Normalização Complexa por Unidade
DS	- Desenvolvimento Sustentável
DEP	- Desvio de Estimação Percentual
EE	- Estimação de Estados
EEDR	- Estimador de Estado Desacoplado Rápido
EEG	- Estimação de Estados Generalizada
EESD	- Estimação/Estimador de Estados em Sistemas de Distribuição
EMMGD	- Estimador de Micro e Minigeração Distribuída
FIT	- <i>Feed-in-tariff</i>
FP	- Fluxo de Potência
FPDR	- Fluxo de Potência Desacoplado Rápido
GD	- Geração Distribuída
HC	- <i>Hosting Capacity</i>
LT	- Linha de Transmissão
MME	- Ministério de Minas e Energia
PRODIST	- Procedimentos de Distribuição
SD	- Sistema de Distribuição
SEP	- Sistema Elétrico de Potência
pu	- Normalização Por Unidade
TMRN	- Teste do Máximo Resíduo Normalizado

LISTA DE SÍMBOLOS

$\cos\theta_{km}$ e $\sin\theta_{km}$	- Cosseno e seno do ângulo de fase da linha km
E	- Erro médio associado às medidas
e_m	- Vetor de erros de medição
e_A e e_R	- Vetor de erros de medição relativo a partição ativa e reativa
ε	- Tolerância definida
$G(x)$	- Matriz Ganho
g_{km} e b_{km}	- Condutância e susceptância série da linha km
$G_{P\theta}^{da}$ e G_{QV}^{da}	- Equações relativas as designadas 1/2 iterações para obtenção da atualização das variáveis de estado no estimador desacoplado no algoritmo
$G_{P\theta}^{dm}$ e G_{QV}^{dm}	- Equações relativas as designadas 1/2 iterações para obtenção da atualização das variáveis de estado no estimador desacoplado no modelo
G_{km} e B_{km}	- Valores matriciais relativos a condutância e susceptância
h_m	- Vetor de funções não lineares
h_m^A e h_m^R	- Vetor de funções não lineares relativo a partição ativa e reativa
H	- Matriz Jacobiana das funções das medidas
$H_{P\theta}$ e $H_{Q\theta}$	- Jacobiana das medidas ativas/reativas em relação ao ângulo
H_{PV} e H_{QV}	- Jacobiana das medidas ativas/reativas em relação à tensão
$J(\hat{x})$	- Função Objetivo do problema clássico de EE
L	- Matrizes resultantes da fatoração <i>Cholesky</i>
N_m	- Número de medidas
\hat{P}_k e \hat{Q}_k	- Injeção de potência ativa e reativa estimada da barra k
P_{cpu} e Q_{cpu}	- Potência ativa e reativa em cpu
P_{km} e \hat{P}_{km}	- Fluxo de potência ativa calculado e estimado na linha km
Q_{km} e \hat{Q}_{km}	- Fluxo de potência reativa calculado e estimado na linha km
P_D e P_{DGD}	- Potência demandada pela carga nas barras e na barra especificada com GD
\hat{P}_{GD} e \hat{P}_{GDk}	- Potência ativa das fontes de mini e microgeração estimadas nas barras e na barra específica k
P_{ex}	Potência exata gerada pela fonte de GD

\hat{Q}_{GD} e \hat{Q}_{GD_k}	- Potência reativa das fontes de mini e microgeração estimadas nas barras e na barra específica k
r_m	- Resíduo de medição
R_m	- Matriz de covariância dos erros de medição
R_m^A e R_m^R	- Matriz de covariância dos erros de medição relativa a partição ativa e reativa
r_i	- Resíduo de medida
R_{cpu} e X_{cpu}	- Resistência e reatância normalizados em cpu
S	- Matriz de Sensibilidade
S_A e S_R	- Matriz de Sensibilidade relativa a partição ativa e reativa
\dot{S}_{base}	- Potência de base complexa
\dot{S}_{pu}	- Potência complexa em pu
T	- Vetor resultante do lado direito da Equação Normal de Gauss
$T_{P\theta}^{da}$ e T_{QV}^{da}	- Vetor lado direito da Equação Normal de Gauss para obtenção das variáveis de estado no estimador desacoplado no algoritmo
$T_{P\theta}^{dm}$ e T_{QV}^{dm}	- Vetor lado direito Equação Normal de Gauss para obtenção das variáveis de estado no estimador desacoplado no modelo
V e \hat{V}_k	- Magnitude de tensão e magnitude de tensão estimada nas barras
\dot{V}_{base}	- Tensão de base complexa
\hat{x}	- Vetor de estados estimados
z_m	- Vetor das quantidades medidas
z_m^A e z_m^R	- Vetor das quantidades medidas relativo a partição ativa e reativa
Z_o	- Vetor dos valores verdadeiros das quantidades medidas
\dot{Z}_{pu}	- Impedância de base complexa em pu
Δz	- Vetor de resíduo de medição
Δx	- Vetor de variação dos estados estimados
η_P e η_Q	- Vetor dos erros de medição relativo a partição ativa e reativa
Ω_{ii}	- i -ésimo elemento da diagonal da matriz de covariância residual
Ω_A e Ω_R	- Elementos da diagonal da matriz de covariância residual

relativos a partição ativa e reativa

θ e $\hat{\theta}_{k(m)}$

- Ângulo de fase e ângulo de fase estimado

φ_{base}

- Ângulo de base calculado

α_{med}

- Valor médio da relação X/R em radianos

γ_{med}

- Para considerar os grandes desvios na relação X/R

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	16
1.1	CONTEXTUALIZAÇÃO	16
1.2	JUSTIFICATIVA	19
1.3	OBJETIVOS	20
1.3.1	Objetivo Geral	20
1.3.2	Objetivos Específicos	20
2	REVISÃO DE LITERATURA	22
2.1	INTRODUÇÃO	22
2.2	GERAÇÃO DISTRIBUÍDA.....	22
2.3	ESTIMAÇÃO DE ESTADOS COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	28
2.4	CONSIDERAÇÕES FINAIS	34
3	ESTIMAÇÃO DE ESTADOS NO SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA	35
3.1	INTRODUÇÃO	35
3.2	ESTIMADOR DE ESTADOS	38
3.2.1	Estimadores Desacoplados.....	43
3.2.1.1	Estimador Desacoplado no Algoritmo.....	46
3.2.1.2	Estimador Desacoplado no Modelo	48
3.3	DETECÇÃO E IDENTIFICAÇÃO DE ERROS GROSSEIROS VIA TESTE DO MÁXIMO RESÍDUO NORMALIZADO.....	49
3.4	CONSIDERAÇÕES FINAIS	53
4	ESTIMADOR DE MICRO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA.....	54
4.1	INTRODUÇÃO	54
4.2	NORMALIZAÇÃO COMPLEXA POR UNIDADE	57
4.3	AMBIENTE DE SIMULAÇÃO COM ERROS ALEATÓRIOS	60
4.3.1	Erros Aleatórios no Ambiente de Simulação	61
4.4	ESTIMADOR DE ESTADOS DESACOPLADO NO MODELO	61
4.5	TESTE DOS RESÍDUOS NORMALIZADOS NA ABORDAGEM DESACOPLADA.....	62
4.6	ESTIMADOR DE MICRO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA.....	64
4.6.1	EMMGD Desconhecendo a Informação da Localização das Fontes de GD	64
4.6.2	EMMGD Conhecendo Previamente a Localização das Fontes de GD	66
4.7	CONSIDERAÇÕES FINAIS	67

5	RESULTADOS.....	69
5.1	INTRODUÇÃO	69
5.2	ESTIMAÇÃO DE MICRO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA.....	69
5.2.1	Considerando Fontes de Geração Distribuída com Fator de Potência Diferente de Um.....	74
5.3	AVALIAÇÃO DE ERROS E O IMPACTO NA ESTIMAÇÃO	76
5.3.1	Erros Aleatórios	76
5.3.2	Erros Grosseiros	77
5.4	ANÁLISE DO IMPACTO NA NORMALIZAÇÃO COMPLEXA	85
5.5	CONSIDERAÇÕES FINAIS	88
6	CONCLUSÕES	90
6.1	RECOMENDAÇÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	91
	REFERÊNCIAS.....	93
	APÊNDICE 1 – SOLUÇÃO DO ESTIMADOR DE MICRO E MINIGERAÇÃO PARA O SISTEMA TESTE DE 141 BARRAS	100
	APÊNDICE 2 – SOLUÇÃO DO ESTIMADOR DE MICRO E MINIGERAÇÃO PARA O CENÁRIO C1.....	104
	APÊNDICE 3 – SIMULAÇÕES COM ERRO GROSSEIRO MULTIPLO	108
	ANEXO 1 – DADOS DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE 141 BARRAS	112

1 INTRODUÇÃO

1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO

A Resolução Normativa 482/2012, publicada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) permite que o consumidor brasileiro produza a sua própria energia elétrica a partir de fontes renováveis ou cogeração qualificada¹, além de apresentar as condições gerais para essa iniciativa. Esse tipo de geração é denominado Geração Distribuída (GD) e é formado por micro ou minigerações qualificadas de acordo com a potência elétrica instalada (ANEEL, 2012).

Conforme disposto na referida Resolução, micro e minigeração distribuída consistem na produção de energia elétrica a partir de centrais geradoras que utilizam fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, ou cogeração qualificada, sendo essas conectadas à rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras. Para diferenciação, microgeração tem potência instalada não superior a 75 kW, enquanto minigeração são unidades com potência acima desses valores, e até o limite de 5 MW (ANEEL, 2015, 2017). As condições de acesso ao Sistema de Distribuição (SD), o sistema de compensação de energia elétrica e os aspectos gerais para instalação de minigeração e microgeração podem ser encontradas em ANEEL (2012, 2016) e no Procedimento de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) (2017).

A iniciativa da instalação deste tipo de fonte é do consumidor, ao qual também cabe a avaliação dos custos e benefícios para instalação dos geradores. Entretanto, a inserção da GD no Sistema Elétrico de Potência (SEP) tem sido estimulada por diversos fatores que associam economia financeira, questões socioambientais e autossustentabilidade. Além disso, tem como vantagem o fato de minimizar as perdas no sistema onde estão instaladas pela consequente redução do carregamento das redes e introduzir diversidade na matriz energética atual.

Apesar das vantagens supracitadas, uma importante característica desse tipo de geração é que são dependentes de matéria-prima oriundas de fontes alternativas que não apresentam um comportamento totalmente previsível. Esta

¹ Atributo concedido a cogeneradores que atendam aos requisitos definidos pela Resolução Normativa 235/2006 com fins de participação nas políticas de incentivo à cogeração.

imprevisibilidade se traduz nas fontes de micro e minigeração, em um estado de operação intermitente e com variações na quantidade de potência gerada. Essa característica, provocada especialmente pelas variações climáticas, é um obstáculo a ser vencido, uma vez que o operador do SEP necessita conhecer, em tempo real, as condições de operação da rede, para manter o sistema de energia operando de forma segura e com os níveis de qualidade exigidos.

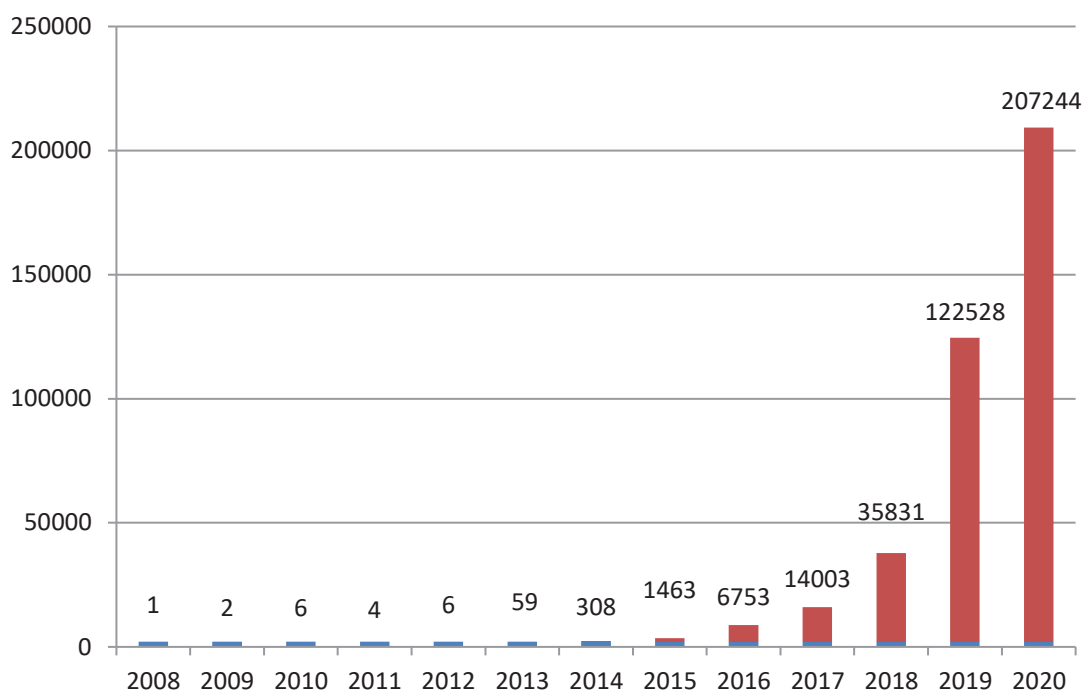
Excepcionalmente, no que diz respeito aos níveis de tensão, a inserção de GDs no sistema, pode ser vista como um importante aliado ou, sem um controle adequado, pode gerar uma situação alarmante à qual o operador precisa atuar. Dessa forma, apesar de apontada como um interessante atrativo para as necessidades energéticas que acompanham o desenvolvimento do país, a GD traz, simultaneamente, soluções e desafios que, se não tratados adequadamente, podem acarretar problemas que afetam não somente a qualidade da energia elétrica ofertada, mas também a segurança da operação dos sistemas elétricos envolvidos.

De acordo com a ANEEL, o número de conexões de GDs vem aumentando anualmente (ANEEL, 2021). O GRÁFICO 1 apresenta a evolução na quantidade anual de conexões de GD de 2008 a 2020. Para o ano presente, de 2021, foram observadas 74.164 novas conexões até o mês de abril (mês de fechamento do presente documento), indicando uma alta expectativa de aumento até o fim do corrente ano.

Em julho de 2017, o Ministério de Minas e Energia (MME) publicou uma nota técnica com uma proposta de aperfeiçoamento no atual marco legal do setor elétrico. Uma consulta pública foi realizada permitindo a participação das partes interessadas, seja por críticas ou sugestões à nota técnica. Algumas das mudanças produzidas por esta medida podem fomentar ainda mais a penetração de GD no sistema de distribuição, o que apenas reforça a necessidade de estudos dirigidos à geração distribuída e seus impactos. Além disso, a elaboração de ferramentas que subsidiem o operador em suas necessidades operacionais, para manter a funcionalidade do monitoramento on-line, faz-se cada vez mais necessária.

Diante desse cenário, ações conjuntas vêm sendo feitas, com a intenção de tratar todos os desafios impostos pela presença de fontes de geração distribuída no SD possibilitando o uso desse importante recurso de forma otimizada.

GRÁFICO 1 - QUANTIDADE ANUAL DE CONEXÕES



FONTE: Adaptado de ANEEL (2021)

Este trabalho se une à essas ações, propondo uma análise da atividade das fontes de geração distribuída nas redes ativas de distribuição, priorizando o uso de pacotes computacionais com baixo custo computacional desenvolvidos no grupo de pesquisa em que este trabalho está inserido. A proposta contempla a estimativa do estado atual da rede, em tempo real, para subsidiar o operador com as informações que este necessita para manter a confiabilidade e segurança nas redes onde as GDs estão inseridas. Para tanto, propõem o uso da estimação de estados de sistemas elétricos de potência, a qual contempla essas funcionalidades, conforme será discutido mais adiante e a partir dos resultados do processo de Estimação de Estados (EE), propõe-se o desenvolvimento de estratégias e procedimentos capazes de permitir uma estimativa, em tempo real, das unidades de geração distribuída, fornecendo localização, ou seja, o ponto de conexão da fonte na rede elétrica, e valor gerado por cada uma dessas unidades.

Os testes executados para validação da ferramenta, e os quais estão apresentados nesta dissertação, consideram a resposta da estimação de estados em um ambiente de simulação. A obtenção da informação em tempo real, considera a estimação de estados obtida diretamente do sistema de distribuição, à qual é atualizada em intervalos cada vez menores. Esta atualização do estado de operação

da rede permitirá, por meio de sua utilização em uma formulação adequada, captar a intermitência de funcionamento da atividade das fontes de micro e minigeração.

Essa proposta de dissertação de mestrado está organizada da seguinte forma: no Capítulo 2 é apresentada uma revisão da literatura envolvendo os principais temas abordados no trabalho. O Capítulo 3 descreve a base teórica e matemática que foi utilizada para construção da proposta e o Capítulo 4 traz os detalhes da proposta em si. No Capítulo 5 são apresentados os resultados obtidos e o Capítulo 6 traz conclusões e os comentários finais. As referências utilizadas nesta proposta estão logo após o Capítulo 6.

1.2 JUSTIFICATIVA

Conforme descrito, o incremento de fontes de micro e minigeração no SD impacta em mudanças e desafios que precisam de tratamento. Enquanto esta dissertação está sendo escrita, estima-se que milhares de fontes de GDs estão sendo instaladas, e este número tende a continuar aumentando nos próximos anos. Isso ocorrerá, não apenas pelo incentivo provocado pelas políticas públicas, mas também é movido pelas mudanças no cenário de energia elétrica. O recente XXVIII Congresso Brasileiro de Automática 2020, por exemplo, tratou, entre outros temas, da Mobilidade Elétrica² e ficou claro que existem expectativas elevadas sobre as fontes de geração distribuída, no que diz respeito a recarga de baterias de veículos elétricos (SANTOS, 2020).

Desta forma, existe uma necessidade eminente de atualização das ferramentas computacionais e dos estudos necessários para a operação do SD de forma a contemplar a geração distribuída e toda a mudança proporcionada pela sua participação no suprimento de energia elétrica nos sistemas. A ferramenta proposta nesta dissertação fornece ao operador informações, em tempo real, sobre a atividade das fontes de geração distribuída, bem como a quantidade de energia injetada no sistema.

A designação atividade das fontes de geração distribuída faz referência ao status das fontes: em operação ou não. O mesmo se aplica à designação,

² Mobilidade Elétrica é o termo utilizado para designar veículos elétricos, os quais utilizam tecnologias limpas e sustentáveis.

frequentemente utilizada neste documento, fontes de GDs ativas. Esta verificação, é possível por meio da análise da solução fornecida pela ferramenta para cada barra do sistema em teste. Barras com indicação de potência indicam a presença de fontes ativas e sua respectiva geração. Barras sem a indicação de potência gerada, indicam que não existem fontes em operação ou ativas, ou ainda, que as fontes instaladas neste ponto do sistema não estão fornecendo energia no intervalo analisado.

Esta informação permitirá ao operador conhecer contribuição da geração distribuída no estado de operação da rede independentemente do nível de intermitência da fonte geradora.

1.3 OBJETIVOS

1.3.1 Objetivo Geral

Este trabalho apresenta uma metodologia capaz de fornecer ao operador informações sobre as condições de operação da rede, em tempo real, de tal forma a subsidiar as decisões necessárias no dia a dia desses sistemas. Este objetivo é atingido através do desenvolvimento de uma ferramenta capaz de fornecer informações relativas à operação das fontes de geração distribuída, em tempo real.

1.3.2 Objetivos Específicos

Para cumprimento do objetivo geral descrito acima, as seguintes etapas foram desenvolvidas:

- a) Estudo e compreensão do processo de funcionamento dos sistemas de distribuição, bem como os novos desafios, após as mudanças provocadas pela penetração de unidades de geração distribuída, através da revisão na literatura e estudos teóricos orientados;

- b) Desenvolvimento de algoritmos que atendem as seguintes necessidades: execução da proposta, consolidação dos conhecimentos para desenvolvimento do tema e o desenvolvimento de habilidades de programação;
- c) Aprofundamento e/ou desenvolvimento dos conhecimentos nas ferramentas utilizadas de tal forma que seu uso foi potencializado no processo encadeado da metodologia proposta, à saber: Fluxo de Potência, Estimador de Estados Desacoplado Rápido e Normalização Complexa;
- d) Desenvolvimento e implementação de uma metodologia capaz de estimar a quantidade de energia gerada, bem como a localização das unidades de geração distribuída no sistema de distribuição;
- e) Avaliação do impacto dos erros associados às medidas obtidas do sistema de distribuição no processo de Estimação de Estados e indicação de alternativas capazes de mitigar esses impactos.

2 REVISÃO DE LITERATURA

2.1 INTRODUÇÃO

Este Capítulo apresenta um resumo da revisão da literatura sobre a presença de Geração Distribuída nos Sistemas Elétricos de Potência e da Estimação de Estados nos sistemas ativos de distribuição³, foco deste trabalho.

Por se tratar de mudanças recentes, não existem métodos de Estimação de Estados consolidadas no SD, como será visto no item 2.3. Entretanto, o interesse na utilização desta funcionalidade na distribuição tem aumentado devido as diversas mudanças provocadas nesses sistemas, incluindo a presença de micro e minigeração distribuída nestes ambientes.

Esta revisão na literatura foi indispensável para a compreensão do estado da arte no sistema elétrico de potência e dos desafios proeminentes.

2.2 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

O número de unidades de fontes de GDs no sistema elétrico de potência vem aumentando no mundo inteiro e, há alguns anos, sua utilização vem sendo igualmente fomentada no Brasil por diversas razões, sendo as principais: redução dos custos envolvidos, facilidades e tecnologias associadas ao novo conceito de redes inteligentes⁴, alto custo da expansão dos sistemas existentes e baixo impacto ambiental desses sistemas, além de outros estímulos já citados neste documento.

Apesar dessas vantagens, o aumento da presença deste tipo de geração no SD exige mudanças na forma de planejar, operar e efetuar o monitoramento em tempo real o que, inevitavelmente, exige que esforços conjuntos de pesquisa e desenvolvimento sejam redirecionados a esta nova necessidade.

Os primeiros estudos apresentados na literatura que vislumbravam os possíveis problemas decorrentes do aumento da quantidade de GD no sistema,

³ O termo sistema ativo de distribuição ou rede ativa de distribuição, diz respeito as mudanças proporcionadas pela presença de fontes de geração distribuída, quando então, ocorre a geração de energia também na distribuição e fluxo desta passa a ser bidirecional.

⁴ Redes Inteligentes ou *smart grids* é nome dado aos sistemas de energia que são dotados de recursos de tecnologia da informação e de elevado grau de automação de forma a ampliar significativamente a eficiência operacional desses ambientes.

datam da década de 90, como em Schilling *et al* (1999). Nesse trabalho, os autores analisam os desafios relacionados com o aumento da potência gerada pela geração distribuída em relação ao total de geração no suprimento a um dado sistema, observando que, em pequena escala, os desafios são mais facilmente tratados, mas, à medida que a proporção de unidades de GD aumenta, uma nova abordagem deve ser considerada. Problemas como dificuldades na modelagem dos sistemas de distribuição são discutidos, com indicativos de que a abordagem existente pode ser adotada, desde que os efeitos dos transformadores sejam incluídos no modelo e equivalentes rigorosos para as cargas e geradores sejam implementados. O trabalho aborda também a questão da interação sistêmica em regime dinâmico, e a necessidade de estudos que tratem desse assunto.

Seguindo a mesma linha, Dugan e McDermott (2001) apresentam alguns desafios esperados pelo aumento do número de unidades GDs instaladas no sistema e a necessidade de ajustes, tanto nas rotinas operacionais, como nos equipamentos e estruturação física da rede. Os autores destacam questões relativas à proteção e religamento instantâneo, ferorrressonância, conexões dos transformadores e falhas, apresentando possíveis alternativas para cada situação.

Vantagens e desvantagens da GD foram analisadas por Brown e Freeman (2001), que abordam o impacto na confiabilidade dos sistemas com o aumento das unidades de GDs. Esse impacto, que pode ser positivo ou negativo, está diretamente relacionado com a forma com que as GDs são coordenadas. Os autores observam que existem boas alternativas de programas computacionais que tratam da confiabilidade de sistemas elétricos, mas que esses programas não contemplam a geração distribuída e, utilizando como exemplo o software de propriedade da “ABB *Power Distribution Solution*”, os autores apresentam as alterações que devem ser feitas no algoritmo para possibilitar a análise da confiabilidade de sistemas com GD sob diferentes aspectos.

Aspectos positivos relacionados à inserção de unidades de GD no sistema são analisados por Ooi *et al.* (2000). Os autores destacam o impacto da inserção GD nas questões envolvendo o suprimento de energia reativa, o balanceamento de carga, o suporte de tensão e a mitigação de harmônicos.

Em Pepermans *et al.* (2005), os autores apresentam os aspectos gerais da GD como, por exemplo, os principais fatores que impulsionam a inserção dessas fontes no sistema elétrico, os impactos econômicos e ambientais e os seus

benefícios, destacando que a sua participação no suprimento de energia elétrica permite ao setor responder de maneira flexível às mudanças nas condições do mercado. Também, observam a natureza ambígua das fontes de GD na questão da qualidade da energia, tendo como aspecto negativo a variação no perfil de tensão quando utilizada em larga escala. Um quadro comparativo com as principais tecnologias usadas para GD e seus benefícios é apresentado.

As referências supracitadas contemplam trabalhos da fase inicial de instalação de GDs nas redes elétricas ao redor do mundo, onde previsões sobre diversas questões eram investigadas. Em uma segunda fase das pesquisas, e já com um incremento significativo de unidades de GDs como realidade em muitos sistemas elétricos, várias pesquisas foram feitas buscando soluções para os desafios já existentes e metodologias que apontassem a melhor forma de ampliação do sistema de distribuição, considerando essas unidades como parte do problema. Alguns desses trabalhos foram elencados nessa proposta e são apresentados na sequência. Cabe ressaltar que, até então, para atender a demanda crescente de carga, se considerava apenas a substituição ou ampliação dos alimentadores existentes, reforços nas subestações ou mesmo a construção de novas subestações e/ou a instalação de novos transformadores e geradores.

Bagheri *et al.* (2015) apresenta uma metodologia capaz de fornecer a melhor forma de expansão da rede de distribuição integrada, sem violação das restrições técnicas e operacionais, considerando as fontes de energia renováveis e não renováveis como alternativas de expansão. A incerteza associada à produção de energia pelas fontes renováveis é considerada no problema da expansão do sistema de distribuição. A técnica de algoritmos genéticos é utilizada para otimizar o problema proposto, que fornece a melhor forma de atendimento da demanda, mantendo os padrões de qualidade e confiabilidade com os menores custos. A viabilidade da formulação é demonstrada em um SD com 54 barras.

A incerteza associada às fontes renováveis também foi considerada em Montoya-Bueno *et al.* (2016), que modela essas incertezas usando duas abordagens distintas, à saber, baseada em probabilidade e baseada em nível (do inglês, *Level-Based*). Os dois cenários obtidos são usados como entrada no problema do planejamento da GD que é formulado em duas etapas e resolvido através de programação estocástica. A primeira etapa determina o número de unidades GDs a serem instaladas e a segunda etapa fornece os custos de operação e manutenção

anual para os dois tipos de modelagens. A metodologia é então testada em um SD de 34 barras e os resultados apontam para a necessidade de uma modelagem cuidadosa das incertezas, uma vez que o impacto nos custos de operação e manutenção difere bastante.

A ampliação da rede também é discutida em Muñoz-delgado *et al.* (2015), onde igualmente as unidades de GDs são apresentadas como uma alternativa para as necessidades de expansão da rede. Nesse caso, o problema é linearizado e resolvido por pacotes computacionais disponíveis para o uso. A metodologia proposta é capaz de fornecer a forma de ampliação que reduzirá os custos de implantação, além de apresentar uma forma de modelagem que considera as unidades de GDs numa configuração radial. A metodologia fornece resposta para o dimensionamento não apenas dos ativos da rede, mas também das unidades de GDs.

Wan *et al.* (2018) propõe um modelo para determinar o limite máximo de incertezas relativas ao suprimento de energia das GDs sem violação das restrições operacionais. O método proposto utiliza geometria computacional para resolver o problema de otimização.

Freitas e Hollanda (2015) apresentam uma breve avaliação da GD no cenário brasileiro, representada pela micro e minigeração distribuída. Usando como exemplo a micro e minigeração fotovoltaica, abordam os entraves existentes no Brasil para instalação desse tipo de fonte de energia, destacando as questões tributárias, linhas de financiamento, complexidade da análise da viabilidade econômica e o impacto no mercado das concessionárias de distribuição. Também, com foco na micro e minigeração solar fotovoltaica, em Castro *et al.* (2016), os autores apresentam as perspectivas e desafios relacionados ao aumento desse tipo de fonte de energia no SEP. Nesse documento, os autores abordam os impactos causados no sistema devido a penetração desse tipo de geração e citam, por exemplo, a necessidade de examinar alternativas a serem implementadas para garantir a qualidade e a segurança no fornecimento de energia elétrica num contexto onde a participação de fontes intermitentes tende a aumentar. Também, analisam os impactos esperados na rede elétrica como a abrupta variação de tensão na rede de distribuição no momento em que o micro gerador conecta-se à rede e a necessidade do desenvolvimento de redes inteligentes para contribuir para a diminuição dos problemas técnicos.

Em Othman *et al.* (2020) é apresentado um algoritmo para controle dos níveis de tensão em tempo real utilizando os recursos disponíveis na rede, ao invés de proceder com o corte de energia ativa gerada pela GD. Para minimizar os desvios de tensão e manter os seus valores dentro de intervalos desejados, o método de otimização *Big-Bang Crunch* é usado para determinar os taps dos reguladores de tensão e o método de compensação de potência reativa é usado para determinar a quantidade de reativos a serem fornecidos pelas unidades de GD ou capacitores. A técnica é testada em um alimentador de 33 barras em diferentes condições de carregamento. Outras formas de controle dos níveis de tensão em redes de distribuição, com geração distribuída, podem ser encontradas em Raghavendra e Gaonkar (2016) e Li *et al.* (2019).

Já em Ismael *et al.* (2019), os autores apresentam o resultado de uma extensa revisão na literatura sobre o conceito *Hosting Capacity* (HC) que representa a quantidade de geração distribuída integrada ao sistema, acima do qual o desempenho se torna inaceitável. Os autores afirmam que, o aumento excessivo de GDs pode impactar negativamente o desempenho do sistema, levando a problemas como sobretensão, sobrecarga térmica de equipamentos da rede, maior risco de exceder a capacidade de curto-circuito dos equipamentos e operação incorreta dos equipamentos de proteção e daí a importância de explorar o conceito. Os métodos de cálculo disponíveis são investigados e apresentados em um quadro comparativo. Segundo autores, o aprimoramento do conceito HC é claramente uma prioridade para os operadores do sistema de distribuição. Problemas decorrentes do aumento da concentração de GD no sistema são explorados, bem como soluções para aumentar a capacidade de hospedagem de fontes de GD.

Temas envolvendo micro e minigeração são explorados também em Cruz (2015), que apresenta, com base na micro e minigeração solar e eólica, propostas para solucionar alguns dos entraves econômicos, técnicos e regulatórios para a expansão da utilização desse tipo de fonte no Brasil. Nessa mesma linha, Nakabayashi (2014) avalia as condições econômico-financeiras, atuais e futuras, para instalação de micro e minigeração com sistemas fotovoltaicos, sob a perspectiva do cliente. Pereira (2017), por sua vez, explora o impacto na qualidade da energia elétrica causado pelo aumento de GDs no sistema, com especial atenção à micro e minigeração solar fotovoltaica. O autor destaca a elevação no perfil de tensão como sendo o impacto técnico mais relevante a ser tratado. Também avalia o

desempenho do controle de tensão tradicional com a presença dessas fontes e faz recomendações para ajustar os parâmetros do sistema de controle de tensão de forma a melhorar seu desempenho.

Castro e Dantas (2018) apresentam a análise da experiência internacional com GD em diversos países. Ao todo, doze estudos de casos são analisados: Califórnia, Havaí, Nevada, Nova Iorque, Alemanha, Itália, Reino Unido, França, Portugal, Bélgica, Japão e Austrália. A experiência obtida com a implantação de incentivos à micro e minigeração solar fotovoltaica são apresentadas de forma a dar destaque às diferenças e semelhanças existentes em cada caso e permitir o conhecimento de possíveis alternativas para os desafios apresentados pelas mudanças advindas do incremento de fontes de energia limpa no SEP, excepcionalmente fontes de GD.

Cenários diferentes, com enfoque na regulamentação, também são analisados em Sapatel (2020). A autora apresenta um panorama da micro e minigeração distribuídas no Brasil e analisa as características do Sistema de Compensação de Energia Elétrica e os impactos resultantes da adoção do *Net Metering*. Segundo autora, este método gera um subsídio cruzado entre os consumidores concomitante com um efeito nocivo às distribuidoras, onerando as operações à medida que o número de instalações de GD aumenta. Além disso, impactos sociais e econômicos decorrentes da micro e minigeração distribuídas são analisados. Silva *et al.* (2020) afirma que o método *Feed-in-Tariff* (FIT), empregado em mais de 80 países, deve ser a política regulatória mais indicada para ser usada no país, na condução do desenvolvimento das GDs, em substituição ao método *Net Metering*⁵.

Finalmente, Soethe e Blanchet (2020) afirmam que os serviços públicos de energia elétrica são instrumentos destinados a concretização do Desenvolvimento Sustentável (DS) como garantia constitucional correspondente ao direito fundamental do acesso ao serviço público adequado e que, neste sentido, a geração distribuída tem condições de tornar a energia elétrica um pressuposto material do DS ou, de outra forma, um instrumento de concretização para este fim. Para que isso ocorra, é necessário atender alguns aspectos elementares: social, econômico,

⁵ No sistema *Net Metering* a energia gerada é abatida da energia elétrica consumida enquanto no sistema *Feed-in-Tariff* é estabelecido um preço pré-fixado pela energia.

humano, ambiental e político. Os autores, defendem esse posicionamento apresentando algumas constatações, entre elas a otimização do serviço público de distribuição em grande medida, pela proximidade entre fonte e consumo, o melhor aproveitamento dos recursos energéticos disponíveis no país, os quais, em função da extensão e posicionamento geográfico, podem ser mais bem aproveitados através da implementação da GD e a economia de recursos públicos, por viabilizar, através de empreendimentos de pequeno porte, uma adequação constante da infraestrutura, financiada pela iniciativa privada. Além disso, enfatizam a criação de novos empregos no país para atender a necessidade de instalação e manutenção de unidades de GDs, que demandam recursos humanos, tecnológicos e jurídicos especializados.

2.3 ESTIMAÇÃO DE ESTADOS COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

A inserção da geração distribuída no SEP transformou a rede de distribuição e, pelo novo comportamento, esta passa a ser convenientemente chamada de rede ativa de distribuição. Apesar das inúmeras vantagens já citadas, as fontes de energia renováveis acrescentam a esses sistemas incertezas e variações relativas ao suprimento de energia as quais o operador necessita conhecer, em tempo real, para operar o sistema de forma adequada. A estimação de estados é um importante aliado para obtenção dessas informações, uma vez que fornece uma estimativa confiável do estado atual da rede.

Há muito a EE vem sendo estudada e utilizada nos sistemas de transmissão, tendo o interesse de aplicação para os sistemas de distribuição aumentado de forma significativa na última década com as mudanças nesse ambiente. Estudos mais recentes contemplam a EE em redes ativas de distribuição, como os apresentados na sequência.

Primadianto e Lu (2017), por exemplo, fazem uma revisão nos principais algoritmos disponíveis para Estimação de Estados de Sistemas de Distribuição (EESD). Além disso, apresentam algumas tecnologias emergentes, contemplando os modelos existentes para alimentadores e interface para os dados, identificação e detecção de dados errôneos e aplicações para EESD. O artigo aponta a necessidade da superação de determinados obstáculos para habilitar a função de EESD de forma mais ampla e confiável, à saber: a necessidade de uma modelagem

mais precisa dos alimentadores, algoritmos que tratem a natureza ativa da distribuição, técnicas de sinergia e fusão de dados para explorar dados heterogêneos, uma vez que a falta de observabilidade ainda é um desafio a ser vencido, uma estrutura de comunicação e técnicas de coleta e seleção dos dados de medição e, finalmente, um conceito global e multinível de estimação de estados, para que haja maior cooperação entre os operadores dos sistemas de transmissão e distribuição. Destaca também que, devido a grande extensão dos SDs, modelagens e métodos que tenham baixo custo computacional são necessários para a EESD.

Santos (2006) apresenta uma metodologia para monitoramento da geração distribuída, em tempo real, baseada na estimação de estados e de testes estatísticos de hipóteses. As fontes de GDs são modeladas como restrições operacionais na estimação de estados e o teste de hipótese é realizado com o intuito de identificar informações errôneas referente a modelagem dessas fontes. Uma vez obtido o estado da rede via EE, os multiplicadores de Lagrange são utilizados para identificar barras com suspeita de GD ativa. Os resultados obtidos pelo teste de hipótese conduzem a desativação de restrições operacionais supostamente errôneas e o consequente reproprocessamento da EE. A metodologia é testada em dois sistemas testes, um padrão IEEE 34 barras e um sistema real de 47 barras de uma concessionária do sul do Brasil.

Já em Souza (2008), a autora utiliza os testes geométricos de colinearidade para monitorar a geração distribuída. Essa abordagem é proposta pela autora em substituição ao teste estatístico de hipóteses (SANTOS, 2006) para identificar erros de modelagem em fontes de GDs. Segundo a autora, a substituição permite que a estimação de estados seja realizada apenas uma vez diminuindo esforço computacional. Além disso, não exige a avaliação de funções de densidade de probabilidade e dos determinantes e expoentes associados, o que também corrobora para menor esforço computacional. Dois sistemas testes são utilizados para validar a proposta e os resultados demonstram que o uso de testes geométricos de colinearidades é capaz de identificar corretamente o perfil das fontes de GD.

Em Al-Wakeel *et. al.* (2016), os autores destacam a necessidade de utilizar a estimação de estados nas redes de distribuição para tratar os desafios operacionais advindos da crescente participação de geração distribuída no sistema. Ao mesmo tempo, os autores destacam o problema da observabilidade nessas redes, que é resolvido com o uso de pseudo-medições obtidas a partir de estimativas de carga

usando medições históricas. Por essa razão, os autores propõem um algoritmo para estimação de carga e estado integrado, que é capaz de funcionar tanto em um sistema com medidas escassas quanto nos sistemas que estão surgindo, já considerando o incremento de medição pela utilização de medidores inteligentes. O algoritmo integrado é testado em uma rede de distribuição residencial e os resultados mostram que o algoritmo definiu de forma confiável o estado da rede.

Na mesma linha, em Massignan (2016), o autor destaca o problema da falta de observabilidade e de redundância nos SDs impactando na dificuldade de se obter um perfil de carga, em tempo real. Destaca ainda, a importância desta informação considerando as mudanças ocasionadas nestes sistemas nos últimos anos, impulsionada pelo incremento de geração distribuída. Com a finalidade de oferecer uma solução para esta dificuldade, o autor propõe um Estimador de Demanda em Tempo Real que opera em dois estágios: estimação off-line das demandas e refinamento em tempo real das demandas. Os dois modos de operação apresentados, tem como objetivo prover uma estimativa das demandas dos transformadores de distribuição. A proposta foi testada em um sistema de 33 barras e em um sistema real de distribuição brasileiro e os resultados demonstraram um refinamento nas estimativas da demanda dos transformadores testados, entre outras análises.

Coelho *et al.* (2016) propõem um simulador de medidas trifásico para ser usado em estudos envolvendo EE. Esse simulador é baseado em fluxo de carga trifásico aprimorado que é capaz de lidar com o desbalanceamento de carga, a presença da GD e operações com topologia em malha. Como os métodos tradicionais de fluxo de carga podem ter problemas de convergência quando usados diretamente nos sistemas de distribuição, a normalização complexa por unidade foi utilizada para ajuste da relação X/R (TORTELLI *et al.*, 2015). O simulador de medidas trifásico proposto pode ser dividido em duas etapas. Na primeira etapa, são gerados os valores verdadeiros das grandezas medidas na rede trifásica e, na segunda etapa, são incorporados erros aleatórios (com distribuição normal), que emulam os erros inerentes ao processo de medição. O simulador proposto é testado em dois sistemas testes e os resultados atestam a viabilidade da metodologia proposta.

Em Jesus *et al.* (2017), os autores propõem uma abordagem para estimação de estados em redes de distribuição inteligentes com a utilização de algoritmos de

meta-heurística. A proposta visa atender a necessidade de programas que possam ser usados na EE dos sistemas de distribuição de forma eficiente, uma vez que os métodos clássicos, usados nos sistemas de transmissão, podem ter a eficácia reduzida quando aplicados diretamente em SD's. Otimização por Enxame de Partículas e Evolução Diferencial são utilizados para EE em uma rede de distribuição malhada do IEEE com 342 barras, com presença de GD. Os resultados das duas metodologias são comparados com as soluções obtidas pela solução clássica, via Método dos Mínimos Quadrados Ponderados e, apesar dos métodos apresentarem características diferentes, como por exemplo, velocidade de convergência, os resultados obtidos para o estado da rede, segundo autores, ficaram muito próximos aos obtidos via método clássico. Todavia, os custos computacionais das soluções, via meta-heurística é superior ao método clássico.

Nogueira *et al.* (2019) apresenta uma metodologia para estimação de estados que pode ser usada tanto para o sistema de transmissão quanto para o sistema de distribuição. A metodologia proposta é baseada na estimativa de estados desacoplada rápida que utiliza as mesmas aproximações do Fluxo de Potência Desacoplado. O modelo proposto explora o desacoplamento no modelo por ser eficaz e exigir menor esforço computacional. Os dispositivos de comutação foram considerados na formulação e a normalização complexa por unidade (TORTELLI *et al.*, 2015) é utilizada para viabilizar o uso de uma única ferramenta para ambos os sistemas. Os testes para validar a ferramenta são feitos em três sistemas testes e os resultados demonstram a capacidade da ferramenta em lidar com geração distribuída, operação em malha ou malha fechada e manobras em SDs.

Colombo (2016) utiliza a estimação de estados para monitoramento das fontes de geração distribuída em sistemas ativos de distribuição. Multiplicadores de Lagrange normalizados e testes de colinearidade são utilizados para identificar erros de modelagens das fontes de GD. O sistema de distribuição é modelado utilizando a técnica de modelagem por matrizes generalizadas que permite a representação trifásica dos elementos considerando impedâncias mútuas, ramos bifásicos e monofásicos e a presença de cargas desbalanceadas que permitem a representação de GDs. Diferentemente de trabalhos anteriores, por exemplo em Souza (2008), as técnicas para identificação de erros grosseiros são estendidas às restrições de igualdade de potência reativa, para possibilitar um aumento da

abrangência do processo de monitoração. Dois sistemas testes são utilizados para validação da proposta, IEEE 13 nós e o IEEE 37 nós.

A abordagem trifásica foi igualmente utilizada em Braunstein (2016). Em sua tese o autor destaca que a nova realidade dos sistemas de distribuição passa a contar com um número maior de medições oriundo do incremento de medidores inteligentes o que beneficia a estimação de estados. Entretanto, os estimadores utilizados na distribuição, passam por adaptações uma vez que foram originalmente modelados para o sistema de transmissão. Segundo autor, essas adaptações não contemplam todas as particularidades do SD como a não transposição entre as linhas e o desequilíbrio entre as fases. Para contornar essa dificuldade, o autor propõe a modelagem trifásica dos componentes para possibilitar a construção de um estimador de estados trifásico, formulado via métodos dos mínimos quadrados ponderados e cujo tratamento dos erros grosseiros se dá em função da abordagem geométrica desse método. Teste Qui-Quadrados dos Erros Compostos de Medição e do Maior Erro Composto Normalizado são analisados e os testes realizados em um SD de 123 barras modificado demonstram maior sensibilidade para a análise desacoplada de erros grosseiros pelo método do Maior Erro Composto normalizado.

Em Zhao *et al.* (2019), os autores apresentam um resumo das pesquisas realizadas pela força tarefa “*IEEE Work Group on State Estimation*” feitas com o objetivo de investigar os benefícios da obtenção do estado dinâmico do sistema, bem como a estimativa de parâmetros para o aumento da confiabilidade, segurança e resiliência do sistema elétrico de potência. Os autores destacam que a maioria dos aplicativos para monitoramento e controle do sistema de energia foram modelados para o estado estacionário do sistema, entretanto, a maioria dos sistemas não opera nesse estado e essa situação é ainda mais agravada pela integração, em grande escala, das fontes de geração distribuída, além de cargas complexas e novas tecnologias ao lado da demanda. Consequentemente, os métodos de estimação de estados estáticos são incapazes de capturar estas dinâmicas em um ambiente operacional e uma estimativa de estados dinâmica faz-se necessária para capturar a variação dos estados do sistema e efetuar um importante papel no controle e proteção desses. Entre os benefícios apontados pelos autores para estimativa de estados dinâmica estão citados: o aperfeiçoamento do monitoramento das oscilações dos estados do sistema e do controle hierárquico descentralizado, maior

confiabilidade do sistema de proteção, maior confiabilidade dos modelos utilizados para avaliação da segurança, entre outros.

Em Della Giustina *et al.* (2014), os autores destacam que a característica passiva e balanceada dos sistemas de distribuição, que tornava as condições operacionais mais fáceis de serem avaliadas e permitia baixo investimento em dispositivos de monitoramento, muda com a presença da GD e, essa mudança, exige não somente investimentos para monitoramento como também, a implementação da estimação de estados para obtenção de informações sobre o estado da rede. Destacam ainda que, pelas características físicas dos SDs, a estimação de estados nesses deve ter uma abordagem diferente para tratar adequadamente questões relativas a desbalanceamento entre fases, topologia radial ou fracamente malhada, baixo número de dispositivos de medição, grande número de nós, incertezas na modelagem da rede e baixa relação X/R das linhas. Os autores também apresentam mudanças que deverão ocorrer no sistema de medição para a estimação de estados nestes ambientes ter maior precisão, mas, tendo em vista o elevado custo e a complexidade dessas atualizações, a utilização de pseudo-medições e a reavaliação da configuração do sistema de medição são necessárias.

Em Watitwa e Awodele (2019), os autores destacam que, embora já existam técnicas avançadas para estimação de estados no sistema de transmissão, a aplicação dessas técnicas, diretamente no sistema de distribuição, não foi eficaz, uma vez que os sistemas de transmissão e distribuição possuem características diferentes, além da natureza não observável dos SDs. Os autores fazem uma análise nos trabalhos sobre estimação de estados em sistemas ativos de distribuição, contemplando os principais algoritmos para estimação, detecção e identificação de dados ruins, análise de observabilidade da rede e a escolha do local de instalação de medidores. A comparação entre estimação de estados estática e dinâmica também é apresentada.

De forma geral, existem diversas discussões a respeito da EE na distribuição e dos obstáculos a serem vencidos para que esta funcionalidade seja amplamente utilizada nestes ambientes, entretanto, nenhuma das formas apresentadas tem seu uso consolidado no sistema de distribuição para estimação de estados. Isso ocorre porque, até bem pouco tempo, o SD tinha com comportamento previsível, passivo e totalmente radial. Atualmente, todas estas características estão em transformação devido ao incremento de micro e minigeração no cenário mundial e brasileiro.

2.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este capítulo faz uma revisão na literatura disponível, em busca de informações, com fins a dois objetivos: construir uma base de conhecimentos para compreensão plena do tema, analisando as mudanças nos cenários e os consequentes desafios e conhecer o estado da arte para esta mesma temática, de tal forma que a proposta desta dissertação contemple um novo caminho para abordagem dos impactos de fontes de GD e sua natureza intermitente, tão crucial para o operador do sistema elétrico.

A seleção dos materiais foi feita priorizando não apenas a temática de interesse, mas priorizando igualmente, a busca de materiais em fontes confiáveis e com acesso disponibilizado pela instituição. Também, optou-se por trazer um pouco da evolução do estado da arte e não apenas o estado da arte atual. Esta escolha foi feita porque entende-se que a avaliação de estudos na fase embrionária, relativo à inserção de GDs no SD, contribui para uma construção de conhecimentos mais completa da temática abordada.

3 ESTIMAÇÃO DE ESTADOS NO SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA

3.1 INTRODUÇÃO

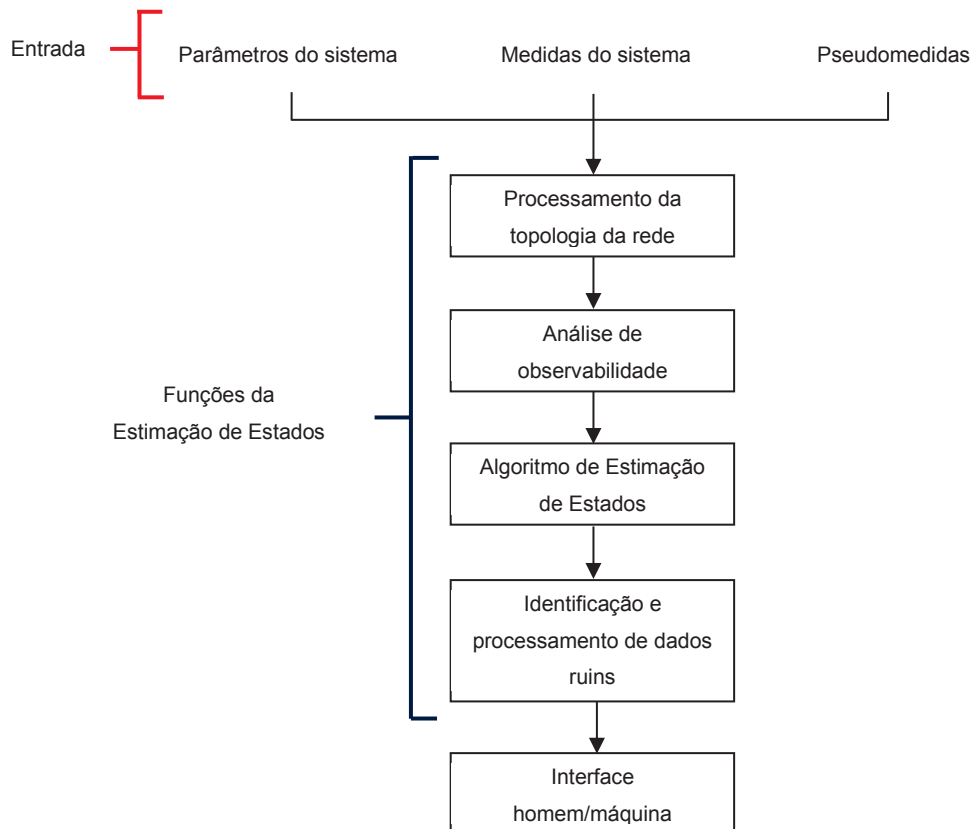
A Estimação de Estados, é uma função amplamente utilizada e conhecida no sistema elétrico de potência, sendo encontrada na grande maioria dos sistemas de controle implementados (FREUND, 2006). Sua importância se dá, essencialmente, porque os seus resultados permitem ao operador a tomada de decisões e, por conseguinte, ações corretivas e de controle, da qual depende a manutenção da segurança do sistema elétrico. Daí a razão desta função ser considerada um importante aliado na análise da segurança do sistema elétrico de potência (ABUR; EXPÓSITO, 2004).

O processo de obtenção do estado da rede passa pela aquisição e o processamento de medições em todas as partes do sistema, de tal forma a obter a informação sobre o estado atual de operação. Na transmissão, onde há muito esforços de monitoramento e análise vem sendo feitas, não existem grandes dificuldades para obtenção da quantidade de medidas necessárias para realização do processo de estimação de estados. Na distribuição, esta não era a realidade, mas, apesar de ainda necessitar de avanços nos processos de monitoramento e viabilidade de uso das novas infraestruturas de medição, essa realidade está em processo acelerado de mudanças.

Nestes ambientes, especificamente, a EE tropeçou, inicialmente, na dificuldade de obtenção de redundâncias de medidas necessárias para a estimação de estados (PRIMADIANTO; LU, 2017). Com o passar do tempo e devido às exigências crescentes, este cenário começou a mudar. Os sistemas de distribuição, que até então tinham um comportamento passivo e previsível, deixa de ser um sistema passivo e passa a contar com a imprevisibilidade, em grande parte, oriunda do incremento de fontes de micro e minigeração. Por esta razão, foi-se observando avanços na infraestrutura de medição e controle, habilitando a ferramenta igualmente nesses ambientes.

Independente, entretanto, do ponto de execução, o processo de estimação de estados é considerado atualmente essencial em todos os níveis de tensão do sistema elétrico de potência e reúne as funções apresentadas na FIGURA 1 (ABUR; EXPÓSITO, 2004; WATITWA; AWODELE, 2019):

FIGURA 1 - VISÃO GERAL DO ESTIMADOR DE ESTADOS



FONTE: Adaptado de Watitwa e Awodele (2019)

Para cumprir estes objetivos, duas exigências devem ser atendidas. Uma delas é que o sistema seja observável, ou seja, a quantidade e a posição das medidas devem permitir que o sistema seja passível de análise, dito observável. A análise de observabilidade também identifica ramos não observáveis e ilhamentos⁶. A segunda é que o plano de medição atenda o nível de redundância necessário para estimação de estados o qual depende não apenas a estimação em si, mas o tratamento de erros de medição e topologia (ABUR; EXPÓSITO, 2004).

Existem diversas formulações capazes de representar o problema da estimação de estados. Entretanto, a forma mais difundida, por sua precisão e confiabilidade, é via método dos mínimos quadrados ponderados⁷. Neste caso, o vetor de estados, solução do problema, é estimado de tal forma que a soma ponderada do quadrado dos resíduos de medição seja minimizada (MONTICELLI, 1999). Este método, que é descrito com detalhes no próximo capítulo, não pode ser

⁶ O ilhamento acontece quando parte do sistema elétrico, que contenha cargas e geradores, é isolado do restante do sistema, após a ocorrência de uma falha.

⁷ Técnica extensamente utilizada para resolução de sistemas lineares incompatíveis.

aplicado diretamente para sistemas de distribuição, pois estes possuem características diferentes, sendo as principais elencadas resumidamente na TABELA 1.

TABELA 1 - SISTEMA DE TRANSMISSÃO X SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO

Sistema de Transmissão	Sistema de Distribuição
Topologia malhada	Topologia radial (em transformação)
Fluxo de potência bidirecional	Fluxo de potência unidirecional (em transformação)
Linhas e cargas equilibradas	Linhas e cargas desequilibradas
Redundância suficiente; observabilidade	Não é totalmente observável
Relação X/R alta	Relação X/R baixa

FONTE: Adaptado de Watitwa e Awodele (2019)

Conforme mencionado anteriormente, devido às questões de complexidade e, consequente, alto nível de monitoramento associados aos sistemas de transmissão, os principais estudos e desenvolvimentos para a formulação e solução do problema de estimação de estados, desde sua proposição na década de 70, estiveram voltados para esses sistemas, considerando evidentemente suas particularidades e características. Assim, os métodos clássicos, e mesmo muitos métodos alternativos apresentados na literatura e que compõe os principais pacotes computacionais comerciais de EE, precisam ser adaptados e/ou revistos para serem utilizados nos sistemas de distribuição. Muitas metodologias optam por novas abordagens que considerem exclusivamente as características dos sistemas de distribuição. Nesse trabalho, entretanto, lança-se mão do uso de desenvolvimentos recentes que permitem a adequação de métodos clássicos, originalmente desenvolvidos para sistemas de transmissão, para a estimação dos estados do sistemas de distribuição. Cumprida esta etapa, a solução do estimador de estados, juntamente com os parâmetros da rede elétrica em teste, servirá de entrada para o estimador de micro e minigeração proposto nesse trabalho, detalhado no Capítulo 4.

Isto posto, segue a apresentação do estimador de estados clássico, amplamente usado para sistemas de transmissão.

3.2 ESTIMADOR DE ESTADOS

Conforme já descrito, a estimação de estados é uma das principais ferramentas utilizadas para monitoramento de sistemas elétricos de potência, pois seus resultados possibilitam ações corretivas e de controle (ABUR; EXPÓSITO, 2004; MONTICELLI, 1999). Para que isso seja possível, é necessário realizar um processamento apurado do conjunto de medidas provenientes do sistema, já que essas contêm ruídos inerentes ao processo de medição e, eventualmente, erros grosseiros que, se não depurados, podem comprometer as ações do operador. Assim, a função do estimador é encontrar a melhor estimativa para o estado da rede a partir do processamento dessas medidas.

Inicialmente, um modelo de medição é estabelecido e para isso, considera-se um sistema qualquer com um determinado número de barras N_b e um determinado número de medidas N_m . Considerando conhecidas a topologia e os parâmetros deste sistema, os valores de fluxo de potência nas linhas e de injeção de potência nas barras, podem ser expressos em função das magnitudes e fases das tensões complexas nas barras, denominadas variáveis de estado do problema. O vetor de variáveis de estado do sistema em análise, tem dimensão de $n = 2N_b - 1$, uma vez que uma barra de referência angular é estabelecida.

Assim, sabendo que existem erros associados aos processos de medição, uma relação entre as quantidades medidas e estes erros é dada por (MONTICELLI, 1999):

$$z_m = z_o + e_m \quad (3.1)$$

sendo:

z_m o vetor ($N_m \times 1$) de quantidades medidas que compõem o plano de medição;

z_o o vetor ($N_m \times 1$) contendo os valores verdadeiros das de quantidades medidas;

e_m o vetor ($N_m \times 1$) relativo aos erros de medição.

O vetor e_m de erros, representa os erros inerentes ao processo de medição e dizem respeito a imprecisão nos medidores, erros de comunicação, erros nos transformadores dos instrumentos de medição, efeito da conversão analógico-digital, entre outros (NOGUEIRA, 2019; SOUZA, 2008).

Os valores verdadeiros das grandezas medidas não podem ser conhecidos, entretanto, o processamento estatístico proposto na formulação do problema de estimação de estados, permite a obtenção da melhor estimativa para os estados e, conseqüentemente, para as grandezas medidas. Para que isso seja possível, faz-se algumas suposições no modelo de medição e a relação existente entre as quantidades medidas e os estados. Para os erros de medição, considera-se que estes apresentam distribuição normal com média zero e são independentes entre si, logo:

$$E(e_m) = 0 \quad (3.2)$$

sendo E o valor esperado e a matriz de covariância dos erros de medição resultante, uma matriz diagonal:

$$E(e_m e_m^T) = R_m \quad (3.3)$$

Sabendo-se ainda que o vetor dos valores verdadeiros, apesar de não conhecido, pode ser representado através de funções não lineares, com base nas leis de Kirchhoff e a lei de Ohm, temos:

$$z_o = h_m(x) \quad (3.4)$$

E então, o modelo de medição pode ser expresso como em (3.5) (MONTICELLI, 1999):

$$z_m = h_m(x) + e_m \quad (3.5)$$

sendo:

N_m é o número de medidas;

R_m é a matriz de covariância dos erros de medição ($N_m \times N_m$);

h_m é o vetor ($N_m \times 1$) de funções não lineares que relacionam as quantidades medidas às variáveis de estado x e;

x é o vetor ($n \times 1$) das variáveis de estado que compreendem as magnitudes e ângulos das tensões nas barras de dimensão $n = 2N_b - 1$ e N_b o número de barras do sistema.

A estimação do estado então, acontece a partir das medidas obtidas do sistema e do modelo de medição estabelecido. A forma mais utilizada é o tratamento via método dos mínimos quadrados ponderados e, quando é obtido desta forma, o vetor de estados, solução do problema, é estimado de tal forma que a soma ponderada do quadrado dos resíduos de medição seja minimizada. Os resíduos são definidos conforme (3.6):

$$r_m = z_m - h_m(\hat{x}) \quad (3.6)$$

sendo \hat{x} vetor das variáveis estado estimadas.

E, uma estimativa para as variáveis de estado é obtida minimizando a seguinte função objetivo (MONTICELLI, 1999):

$$J(\hat{x}) = [z_m - h_m(\hat{x})]^T R_m^{-1} [z_m - h_m(\hat{x})] \quad (3.7)$$

Existem algumas técnicas para resolver este problema de otimização, a mais utilizada é a solução via Equação Normal quando o problema é linearizado:

$$J(\Delta x) = [\Delta z - H(\hat{x}^k)\Delta x]^T R_m^{-1} [\Delta z - H(\hat{x}^k)\Delta x] \quad (3.8)$$

Impondo-se a condição de otimalidade de primeira ordem ao problema linearizado de (3.8) chega-se à:

$$[H^T(\hat{x}^k)R_m^{-1}H(\hat{x}^k)]\Delta x = H^T(\hat{x}^k)R_m^{-1}\Delta z \quad (3.9)$$

onde:

Δz é o vetor de resíduo de medição dado por $z_m - h_m(\hat{x}^k)$;

Δx é o vetor de variação dos estados e;

$H(\hat{x}^k)$ é a matriz Jacobiana das funções das medidas, dada por $\frac{\partial h_m(\hat{x}^k)}{\partial \hat{x}^k}$.

E a solução de (3.9) é obtida por um processo iterativo com o vetor de estados sendo atualizado a cada iteração, ou seja:

$$\hat{x}^{k+1} = \hat{x}^k + \Delta x^k \quad (3.10)$$

O processo iterativo acaba quando o critério de parada é atingido, sendo ε uma tolerância definida:

$$\max |\Delta x^k| \leq \varepsilon$$

A equação (3.9) é conhecida como Equação Normal de Gauss e, resolvida através de um processo iterativo, determina o incremento do vetor de estados Δx . Esta equação, é comumente representada da seguinte forma:

$$G(x)\Delta x = T \quad (3.11)$$

onde:

$$G(x) = [H^T(\hat{x}^k)R_m^{-1}H(\hat{x}^k)] \quad (3.12)$$

$$T = [H^T(\hat{x}^k)R_m^{-1}\Delta z] \quad (3.13)$$

Em (3.11) o elemento $G(x)$ é chamado de matriz Ganho e, quando calculado desta forma, recebe igualmente o nome de matriz de Informação. Esta designação provém do fato da matriz $G(x)$ conter as informações da atualização das variáveis de estado (ou do ganho), a cada iteração (SCHWEPPE; HANDSCHIN, 1974).

Esta forma de tratamento, apesar de elevada precisão e confiabilidade, possui tendência a um mal condicionamento numérico⁸. Isso acontece porque a matriz H é mal condicionada e, este mal condicionamento numérico, se reflete no

⁸ Problemas mal condicionados são problemas com instabilidade numérica, onde os erros se propagam de forma mais relevante.

cálculo da matriz $G(x)$. Por esta razão e para evitar a inversão da matriz $G(x)$ o processo de solução é feito via fatoração de *Cholesky*⁹, da seguinte forma:

Inicialmente, de (3.12), a matriz $G(x)$ é decomposta e substituída como apresentado em (3.14):

$$H^T R^{-1} H = L^T L \quad (3.14)$$

Na sequência, o sistema linear apresentado em (3.15) é resolvido por substituição inversa-direta para obtenção de Δx :

$$L^T L \Delta x = T \quad (3.15)$$

sendo L a matriz resultante do processo de substituição de $G(x)$ pelo método de fatoração *Cholesky*.

Considerando que a estrutura da matriz Ganho não muda durante o processo iterativo, a reestruturação para substituição desta pode ser feita uma única vez melhorando a eficiência do processo. Entretanto, a necessidade de determinação destas matrizes a cada iteração exige grande esforço computacional e, por esta razão, várias abordagens foram propostas na literatura com a intenção de contornar as questões relativas ao condicionamento numérico e ao alto custo computacional associados ao processo de estimação.

As primeiras manobras neste sentido, dizem respeito a manutenção da matriz $G(x)$ constante ao longo de todo o processo iterativo. Isso se deu graças a percepção de que esta não sofre variações significativas durante o processo de convergência e, especialmente nas últimas iterações, tem uma variação desprezível (ABUR; EXPÓSITO, 2004; SIMÕES COSTA, 2016). Além desta, outras modificações no método tradicional também foram propostas com a mesma intenção.

Neste movimento, os estimadores desacoplados, descritos inicialmente em Horisberger *et al.* (1976), combinam a manutenção de matrizes constantes e

⁹ A teoria de *Cholesky* diz que toda a matriz que é simétrica e positiva definida tem uma única decomposição *Cholesky* que permite resolver sistemas de equações lineares de forma mais eficiente.

técnicas de desacoplamento e a solução é obtida cruzando as iterações da parte ativa e reativa. O método propõe uma forma de melhorar a velocidade de convergência e o armazenamento dos dados no computador durante a resolução e, por isso, esta técnica tem grande aceitação no SEP. Especificamente, quando se pensa no problema aplicado ao sistema de distribuição, onde o número elevado de barras aumenta a dimensão do problema na mesma proporção, este método torna-se ainda mais atrativo.

A viabilidade de efetuar-se o desacoplamento na formulação clássica do processo de estimação de estados, é apresentada na sequência.

3.2.1 Estimadores Desacoplados

Os estimadores desacoplados são construídos utilizando as mesmas aproximações utilizadas no Fluxo de Potência Desacoplado Rápido, descrito inicialmente em Stott e Alsac (1973). Segundo Stott e Alsac (1973) e Haffner (2007) as características que permitem as aproximações no FPDR podem ser sintetizadas em:

$$\begin{aligned} \cos\theta_{km} &\approx 1 \\ |B_{km}| &\gg |G_{km}\sin\theta_{km}| \\ |V_k^2 B_{kk}| &\gg |Q_k| \end{aligned}$$

Estas características, encontradas nos sistemas de alta tensão, permitem simplificações no processo de resolução do problema do FP pois, as equações de potência ativa não respondem significativamente as variações na magnitude de tensão e as equações de potência reativa, igualmente, não respondem significativamente as variações nos ângulos de fase. Isso permite o tratamento do problema através de dois subproblemas desacoplados, o que dá origem aos métodos desacoplados no FP.

No caso da estimação de estados, o vetor de quantidades medidas é particionado de tal forma a separar as quantidades medidas ativas e reativas, tal que (GARCIA *et al.*, 1979; NOGUEIRA, 2019; SIMÕES COSTA, 2016):

$$z_m = \begin{bmatrix} z_m^A \\ z_m^R \end{bmatrix} \quad (3.16)$$

onde:

z_m^A corresponde as medidas de injeção e fluxo de potência ativa e;

z_m^R corresponde as medidas de injeção e fluxo de potência reativa nas linhas e magnitude de tensão nas barras.

Um particionamento equivalente é feito na matriz que contém as equações não lineares que relacionam as quantidades medidas as variáveis de estado e no vetor que contém os erros de medição. A partir destas considerações, o modelo de medição, pode ser expresso segundo (3.17):

$$\begin{bmatrix} z_m^A \\ z_m^R \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} h_m^A \\ h_m^R \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} e_A \\ e_R \end{bmatrix} \quad (3.17)$$

onde:

h_m^A é o vetor de funções não lineares relativa ao particionamento de potência ativa;

h_m^R é o vetor de funções não lineares relativa ao particionamento de potência reativa;

e_A vetor dos erros de medição associados às medidas ativas;

e_R vetor dos erros de medição associados às medidas reativas.

O particionamento, não desconsidera as suposições feitas no modelo de medição. Desta forma, tem-se:

$$E \left\{ \begin{bmatrix} e_A \\ e_R \end{bmatrix} \right\} = 0 \quad (3.18)$$

$$E \left\{ \begin{bmatrix} e_A \\ e_R \end{bmatrix} \begin{bmatrix} e_A \\ e_R \end{bmatrix}^T \right\} = \begin{bmatrix} R_m^A & 0 \\ 0 & R_m^R \end{bmatrix} \quad (3.19)$$

Considerando este modelo de medição, agora particionado, a matriz Jacobiana das funções não lineares pode ser reescrita como:

$$H(\theta, V) = \begin{bmatrix} H_{P\theta} & H_{PV} \\ H_{Q\theta} & H_{QV} \end{bmatrix} \quad (3.20)$$

A equação (3.20) representa a matriz Jacobiana de medidas, cujos elementos são dados pelas derivadas primeiras das funções, em função de θ e V . Desta forma, tem-se:

$H_{P\theta} = \left[\frac{\partial h_m^A(x)}{\partial \theta} \right]$ derivadas das medidas ativas em relação ao ângulo de fase;

$H_{PV} = \left[\frac{\partial h_m^A(x)}{\partial V} \right]$ derivadas das medidas ativas em relação à magnitude de tensão;

$H_{Q\theta} = \left[\frac{\partial h_m^R(x)}{\partial \theta} \right]$ derivadas das medidas reativas em relação ao ângulo de fase;

$H_{QV} = \left[\frac{\partial h_m^R(x)}{\partial V} \right]$ derivadas das medidas reativas em relação à magnitude de tensão.

θ representa os ângulos de fase e;

V representa as magnitudes de tensão nas barras.

E, finalmente, a matriz Ganho descrita na equação (3.12) é reescrita de acordo com o particionamento:

$$\begin{bmatrix} G_{P\theta} & G_{PV} \\ G_{Q\theta} & G_{QV} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H_{P\theta}^T & H_{Q\theta}^T \\ H_{PV}^T & H_{QV}^T \end{bmatrix} \begin{bmatrix} R_m^A & 0 \\ 0 & R_m^R \end{bmatrix} \begin{bmatrix} H_{P\theta} & H_{PV} \\ H_{Q\theta} & H_{QV} \end{bmatrix} \quad (3.21)$$

O produto das matrizes conforme apresentado em (3.21) resulta em:

$$\begin{bmatrix} H_{P\theta}^T R_m^A^{-1} H_{P\theta} + H_{Q\theta}^T R_m^R^{-1} H_{Q\theta} & H_{P\theta}^T R_m^A^{-1} H_{PV} + H_{Q\theta}^T R_m^R^{-1} H_{QV} \\ H_{PV}^T R_m^A^{-1} H_{P\theta} + H_{QV}^T R_m^R^{-1} H_{Q\theta} & H_{PV}^T R_m^A^{-1} H_{PV} + H_{QV}^T R_m^R^{-1} H_{QV} \end{bmatrix} \quad (3.22)$$

Conforme apresentado na TABELA 1, nos sistemas de alta tensão, a relação X/R é mais elevada e isso resulta na predominância das submatrizes $H_{P\theta}$ e H_{QV} sobre as matrizes H_{PV} e $H_{Q\theta}$ podendo estas últimas serem desprezadas.

A exploração destas características, que aceleram e simplificam o processo de convergência, pode ser feita de diferentes formas e, dependendo da forma utilizada, dá origem ao métodos conhecidos como métodos desacoplados: método desacoplado no algoritmo ou método desacoplado no modelo (GARCIA *et al.*, 1979; SIMÕES COSTA, 2016).

3.2.1.1 Estimador Desacoplado no Algoritmo

Neste caso, a exploração das características é feita apenas no cálculo da matriz $G(x)$ e existe mais de uma forma de fazê-lo.

Inicialmente, em Horisberger *et al.* (1976), os autores propuseram o desacoplamento no algoritmo de tal forma que as submatrizes H_{PV} e $H_{Q\theta}$ são totalmente desprezadas no cálculo na matriz Ganho desacoplada. Isso permite que as submatrizes G_{PV} e $G_{Q\theta}$ sejam desprezadas e o cálculo das submatrizes $G_{P\theta}$ e G_{QV} seja simplificado. Considerando o desacoplamento, esta primeira abordagem se dá através de (3.23):

$$\begin{bmatrix} G_{P\theta} & 0 \\ 0 & G_{QV} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H_{P\theta}^T R_m^A{}^{-1} H_{P\theta} & 0 \\ 0 & H_{QV}^T R_m^R{}^{-1} H_{QV} \end{bmatrix} \quad (3.23)$$

Além disso, para o cálculo das submatrizes $G_{P\theta}$ e G_{QV} é utilizado o perfil plano de tensão ($V_k = 1 \text{ pu}$ e $\theta_k = 0^\circ$). Esta aproximação é uma aproximação aceitável, uma vez que as tensões têm módulo próximo a 1 pu e a diferença angular entre nós adjacentes é pequena (HORISBERGER *et al.*, 1974).

Mais tarde, Horton e Masiello (1977) propuseram modificações na abordagem anterior. Nesta proposta, as matrizes H_{PV} e $H_{Q\theta}$ são preservadas no cálculo de $G_{P\theta}$ e G_{QV} e as demais característica da versão, mantidas. Assim, tem-se:

$$\begin{bmatrix} G_{P\theta} & 0 \\ 0 & G_{QV} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H_{P\theta}^T R_m^A{}^{-1} H_{P\theta} + H_{Q\theta}^T R_m^R{}^{-1} H_{Q\theta} & 0 \\ 0 & H_{PV}^T R_m^A{}^{-1} H_{PV} + H_{QV}^T R_m^R{}^{-1} H_{QV} \end{bmatrix} \quad (3.24)$$

Segundo Garcia *et al.* (1979), apesar de proporem as modificações, os autores não apresentam resultados que demonstrem vantagens na variação proposta.

Além destas, existem outras versões para o estimador desacoplado no algoritmo. Algumas outras variantes das versões supracitadas, podem ser encontradas em Garcia *et al.* (1979).

Independente da abordagem, o processo de iterações é feito até que os dois subproblemas tenham convergido. As modificações executadas na matriz $G(x)$

afetam apenas a convergência, mas não afetam o resultado final (SIMÕES COSTA, 2016) e este, conforme descrito e demonstrado por Garcia *et al.* (1979), é o método indicado para sistemas com relação X/R mais baixas, devido ao enfraquecimento das características de desacoplamento.

A convergência do processo, passa pela execução do algoritmo, da seguinte forma:

$$G_{P\theta}^{da} \Delta \hat{x}_P^{k+1} = T_{P\theta}^{da}(\theta^k, V^k) \quad (3.25)$$

$$\hat{x}_P^{k+1} = \hat{x}_P^k + \Delta \hat{x}_P^{k+1} \quad (3.26)$$

$$G_{QV}^{da} \Delta \hat{x}_Q^{k+1} = T_{QV}^{da}(\theta^k, V^k) \quad (3.27)$$

$$\hat{x}_Q^{k+1} = \hat{x}_Q^k + \Delta \hat{x}_Q^{k+1} \quad (3.28)$$

As equações (3.25) e (3.26) correspondem a chamada ½ iteração ativa e, a sua resolução, possibilita a obtenção de $\Delta \theta_k$. Da mesma forma as equações (3.27) e (3.28) correspondem a ½ iteração reativa, cuja resolução possibilita a obtenção de ΔV_k .

Nessa abordagem as aproximações são feitas apenas no cálculo da matriz $G(x)$, sendo que o vetor do lado direito da formulação não sofre alteração, podendo ser representado por:

$$T_{P\theta}^{da} = \begin{bmatrix} H_{P\theta}^T \\ H_{Q\theta}^T \end{bmatrix} R_m^{-1} [z_m - h_m] \quad (3.29)$$

$$T_{QV}^{da} = \begin{bmatrix} H_{PV}^T \\ H_{QV}^T \end{bmatrix} R_m^{-1} [z_m - h_m] \quad (3.30)$$

Apesar de não alterar os resultados, esta forma de abordagem resulta em um maior fardo computacional, uma vez que o lado direito deve ser recalculado a cada iteração.

3.2.1.2 Estimador Desacoplado no Modelo

O desacoplamento no modelo, não aplica as aproximações na matriz $G(x)$, mas na matriz H que é calculada com perfil plano de tensão ($V_k = 1 \text{ pu}$ e $\theta_k = 0^0$). Esta forma de tratamento afeta os dois lados da equação (3.9). As submatrizes H_{PV} e $H_{Q\theta}$ são desprezadas e as resistências das linhas de transmissão são igualmente desprezadas no cálculo da submatriz $H_{P\theta}$, de forma que a matriz Jacobiana de medidas pode ser representada por:

$$H(\theta, V) = \begin{bmatrix} H_{P\theta} & 0 \\ 0 & H_{QV} \end{bmatrix} \quad (3.31)$$

Este modelo implica em aproximações nos dois lados da igualdade de (3.9), uma vez que:

$$G_{P\theta}^{dm} = H_{P\theta}^T R_m^A{}^{-1} H_{P\theta} \quad (3.32)$$

$$G_{QV}^{dm} = H_{QV}^T R_m^R{}^{-1} H_{QV} \quad (3.33)$$

$$T_{P\theta}^{dm} = H_{P\theta}^T R_m^A{}^{-1} [z_m^A - h_m^A] \quad (3.34)$$

$$T_{QV}^{dm} = H_{QV}^T R_m^R{}^{-1} [z_m^R - h_m^R] \quad (3.35)$$

A resolução passa igualmente pela solução de dois subproblemas lineares, conforme equações (3.36) a (3.39):

$$G_{P\theta}^{dm} \Delta \hat{x}_P^{k+1} = T_{P\theta}^{dm} \quad (3.36)$$

$$\hat{x}_P^{k+1} = \hat{x}_P^k + \Delta \hat{x}_P^{k+1} \quad (3.37)$$

$$G_{QV}^{dm} \Delta \hat{x}_Q^{k+1} = T_{QV}^{dm} \quad (3.38)$$

$$\hat{x}_Q^{k+1} = \hat{x}_Q^k + \Delta \hat{x}_Q^{k+1} \quad (3.39)$$

Da mesma forma, o processo de convergência acaba quando os dois subproblemas atingirem a tolerância estabelecida no processo, sendo possível que a convergência não se dê com o mesmo número de iterações em ambos os subproblemas. No estimador desacoplado no modelo, as aproximações utilizadas podem alterar a solução final, no entanto, estas modificações tendem a ser desprezíveis em sistemas de alta tensão (GARCIA *et al.*, 1979). Esta não é a realidade no sistema de distribuição, com uma relação X/R mais baixa, impedindo a aplicação direta desse método a esses sistemas, conforme mencionado anteriormente.

Estes estimadores apresentam uma convergência acelerada pela simplificação efetuada nas formulações, sem sacrificar demasiadamente a precisão dos resultados e, por esta razão, neste trabalho, esta abordagem é explorada, conforme detalhado no Capítulo 4.

3.3 DETECÇÃO E IDENTIFICAÇÃO DE ERROS GROSSEIROS VIA TESTE DO MÁXIMO RESÍDUO NORMALIZADO

Na prática, o processo de EE está sujeito a dois tipos de erros que podem comprometer os resultados da estimação: erros de topologia ou parâmetros e erros grosseiros em medidas (ABUR; EXPÓSITO, 2004). Erros de topologia ou parâmetros, são erros relacionados à modelagem adotada (ou suprimida) e são tratados com Estimação de Estados Generalizada (EEG)¹⁰ e não são abordados nesta dissertação. Erros grosseiros de medição, por sua vez, são os erros significativos contidos nas medidas que servem de entrada para a EE. Nesta proposta, trataremos deste segundo tipo de erro, considerando o primeiro inexistente.

Os erros de medição são classificados, de acordo com a magnitude do erro, da seguinte forma (ALBERTINI, 2010):

¹⁰ A EEG contém o detalhamento de dispositivos de manobra, bem como contempla as medidas realizadas no interior das subestações. Apesar dos benefícios óbvios, tem como consequência o aumento da dimensão do problema e do custo computacional envolvido.

$$\text{Erro extremo} = |\text{medida} - \text{valor verdadeiro}| > 20\sigma$$

$$\text{Erro grosseiro} = |\text{medida} - \text{valor verdadeiro}| \quad 3\sigma \leq x \leq 20\sigma$$

$$\text{Ruído normal} = |\text{medida} - \text{valor verdadeiro}| \quad x < 3\sigma$$

Uma pré-análise dos dados permite a eliminação dos erros do primeiro grupo, erro extremo. Os que não forem eliminados nesta primeira etapa, são tratados pelo processo de EE desde que haja redundância adequada (ALBERTINI, 2010). Os erros aleatórios são tratados¹¹ durante o processo de estimação de estados, o mesmo, entretanto, não acontece com os erros grosseiros, que podem afetar a qualidade da estimação fornecida.

Os erros grosseiros podem acontecer devido a falhas no canal de comunicação, defeitos nos instrumentos de medição, erro na modelagem de pseudo-medições, entre outras causas (SIMÕES COSTA, 2016).

A análise adequada deste tipo de erro, que deve então ser eliminado, passa por duas etapas distintas: detecção e identificação. A detecção refere-se à procedimentos utilizados para detectar a presença de erros grosseiros no conjunto de medidas e identificação diz respeito a identificação das medições errôneas propriamente ditas.

De acordo com Garcia *et al* (1979), uma forma confiável de detectar e identificar medidas com erros grosseiros, é calcular o valor dos resíduos de medição normalizados e compará-los com uma constante c , que é obtida por distribuição normal. Os resíduos normalizados que excedem esta constante são considerados suspeitos de conterem erro grosseiro. Como este tipo de erro pode se propagar, apenas o pior caso é eliminado do plano de medição e uma nova estimativa é realizada.

A normalização dos resíduos, neste processo, é importante porque a variância dos instrumentos costuma não ser igual, e isso afeta os valores dos resíduos, de tal forma que, um resíduo discrepante para uma medida, pode ser razoável para outra. A normalização dos resíduos coloca todos na mesma referência, permitindo a avaliação correta (CARVALHO, 2012).

¹¹ Por tratamento quer se dizer que o processo de estimação busca a melhor estimativa considerando a existência destes erros no processo de medição e não que estes sejam eliminados.

Conforme reportado em Abur e Expósito (2004) a aplicação deste tipo de análise, que é mais precisa que o teste do Chi-Squares¹² para detecção e identificação de uma única medida contendo erro grosseiro, está sujeita as seguintes condições:

- Esta não pode ser uma medida crítica e;
- Não pode pertencer a um par crítico de medidas¹³.

Desde que estas condições sejam observadas, a identificação de um único dado incorreto pode ser feita através da seguinte formulação, que por simplicidade, será descrita conforme apresentado por Nogueira (2019).

O resíduo normalizado, cujo valor será comparado à constante estabelecida, tal qual se deseja o nível desta avaliação solução é definido por:

$$r_i^N = \frac{|r_i|}{\sqrt{\Omega_{ii}}} \quad (3.40)$$

onde:

r_i^N é o resíduo da i -ésima medida e;

Ω_{ii} é o i -ésimo elemento da diagonal da matriz de covariância residual Ω que é definida de acordo com:

$$\Omega = SR \quad (3.41)$$

sendo S a matriz designada matriz de Sensibilidade, expressa por:

$$S = 1 - HG^{-1}H^T R^{-1} \quad (3.42)$$

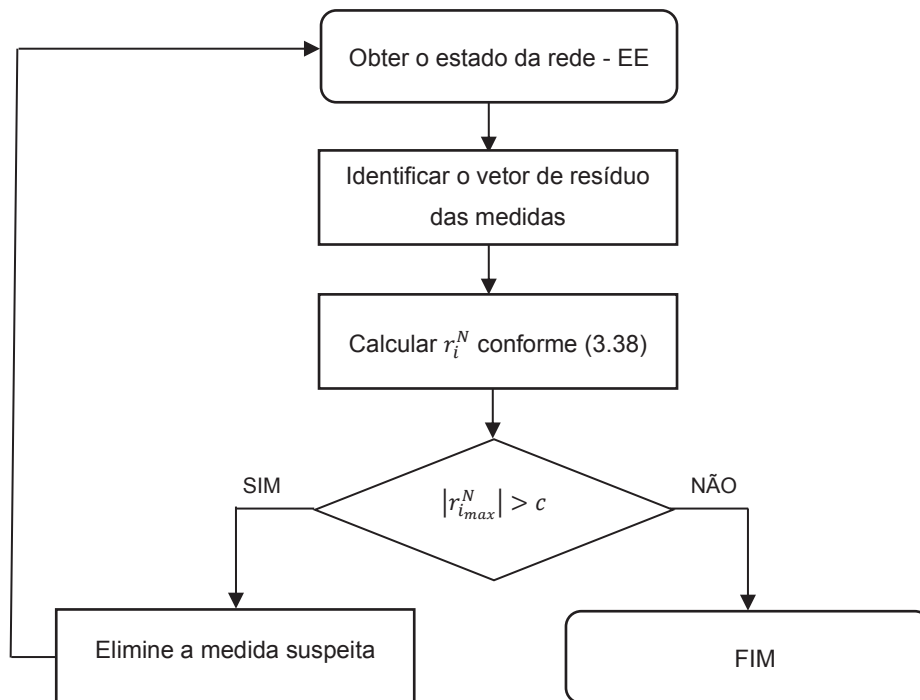
Este procedimento permite a detecção de medidas contendo erro grosseiro. A identificação da medida propriamente dita, e sua consequente eliminação (ou substituição) pode ser feita através da utilização do Teste do Máximo Resíduo

¹² Uma técnica igualmente utilizada para detectar dados ruins nos estimadores clássicos.

¹³ A criticidade relacionada à uma medida está sempre relacionada com o quanto ela afeta observabilidade do sistema.

Normalizado (TMRN), que passa pelas seguintes etapas, conforme fluxograma da FIGURA 2:

FIGURA 2 - TESTE DO MÁXIMO RESÍDUO NORMALIZADO



FONTE: A autora (2021)

Em geral, o valor estabelecido para a constante c é de 3. Isso significa que todos os valores com $r_i > 3$ são considerados suspeitos de conterem erro grosseiro, sendo a medida com valor mais elevado associado, eliminada do conjunto de medidas, ou substituída. Este valor é determinado em função do máximo desvio padrão aceito, no caso três (CARVALHO, 2012).

Resta observar que, o teste do Máximo Resíduo Normalizado é adequado para utilização em estimadores formulados como um problema de mínimo quadrados ponderados, uma vez que usa em sua formulação os resíduos de estimação, que fornecem informações sobre violações nas suposições feitas para o modelo de medição (SIMÕES COSTA, 2016). Ainda, quando da existência de vários erros grosseiros, o TMRN pode ser substituído por procedimentos mais elaborados para detecção de erros (NOGUEIRA, 2019).

Na prática, entretanto, é comum o uso deste teste para tratamento de dados com mais de um erro grosseiro, sendo eliminados um a um e o processo de

estimação refeito até que não existam resíduos normalizados acima do valor estabelecido.

3.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo apresenta-se o estimador de estados clássico, formulado como um problema de mínimos quadrados ponderados e os Estimadores Desacoplados. O primeiro, o mais utilizado na prática para solução do problema de estimação de estados e os do segundo tipo, uma evolução do método clássico, numa tentativa frutífera de resolver os problemas numéricos associados à formulação e a sobrecarga computacional.

Vale ressaltar que existem outras técnicas de estimação de estados que podem ser utilizadas. A escolha deste trabalho pelos métodos desacoplados se dá principalmente pelas vantagens apresentadas quando os sistemas a serem analisados apresentam grandes dimensões. Esta característica é mais encontrada nos SDs, e a formulação desacoplada não poderia ser utilizada diretamente nestes sistemas. A permissão de seu uso é concedida pela aplicação da normalização complexa, em substituição a normalização convencional. Isso permite, sem onerar o método, usufruir dos benefícios dos métodos desacoplados, na distribuição, conforme discutido no próximo capítulo.

A Seção 3.3 apresenta as questões relativas aos erros associadas ao processo de medição, suas implicações e uma forma de detectar e identificar erros grosseiros via Teste do Máximo Resíduo Normalizado. A aplicação deste teste permite que a medida incorreta seja removida do conjunto de medidas, desde que haja redundância adequada, evitando que a estimação de estados seja comprometida.

4 ESTIMADOR DE MICRO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA

4.1 INTRODUÇÃO

Conforme mencionado anteriormente e também salientado por diversos autores elencados na revisão da literatura (Capítulo 2 deste documento), o sistema elétrico de potência vem passando por profundas mudanças nos últimos anos. Estas mudanças, que são impulsionadas pelo novo modelo de fornecimento de energia elétrica, agora contando com a participação das fontes de micro e minigeração distribuída, não afetam apenas a estrutura física da rede, mas afetam o seu *modus operandi* e, por isso, os processos e as ferramentas devem ser revistos de tal forma contemplar estas mudanças.

A ferramenta proposta neste trabalho lança o olhar sobre um dos principais desafios advindos da presença de fontes de micro e minigeração no SD, com especial atenção a imprevisibilidade no seu funcionamento.

Os estimadores clássicos e os estimadores desacoplados apresentados no capítulo anterior, foram elaborados para o sistema de transmissão e consideram as características destes ambientes, não podendo, portanto, ser aplicados diretamente nos sistemas de distribuição. Isto é explicado pelo fato de que, até pouco tempo, os sistemas de distribuição apresentavam um comportamento previsível que dispensava a utilização de determinados processos. Esta, entretanto, está deixando de ser a característica principal dos SDs e, à medida que o número de fontes de geração distribuída aumenta no sistema, maior é a distância estabelecida entre o antigo sistema de distribuição e o novo, denominado sistema ativo de distribuição.

O impacto dessas mudanças é ressaltado na Nota Técnica nº 0056/2017, que apresenta as projeções para o número de conexões no horizonte 2017-2024 para as fontes de microgeração solar fotovoltaicas¹⁴, a qual prevê um aumento de mais de 400% no número de conexões e na potência instalada, em âmbito nacional (ANEEL, 2017b).

Essa nova realidade tem impulsionado o desenvolvimento de novas formulações e ferramentas de suporte para garantir uma operação em tempo real

¹⁴ De acordo com a mesma Nota Técnica, este tipo de fonte representa 99% do total de instalações e representam 70% da potência instalada.

mais segura para os sistemas de distribuição emergentes. Entre essas, estão os estimadores de estados desenvolvidos especialmente para os SDs, considerando agora as suas características típicas, de forma a permitir a EE nestes ambientes. Outro caminho possível é a adaptação das formulações clássicas, de tal forma que possam ser usadas igualmente, na distribuição. A metodologia proposta nesta dissertação, segue essa segunda linha de pesquisa, onde a normalização complexa por unidade, apresentada recentemente em Tortelli *et al.* (2015) é aplicada para viabilizar o uso de ferramentas clássicas de EE para os SDs e abrir caminho para as estimativas das quantidades geradas pelas unidades de GD presentes no sistema. A solução do Estimador de Micro e Minigeração Distribuída (EMMGD), como foi denominada a ferramenta de estimação de micro e minigeração distribuída proposta neste trabalho, fornece ao operador do sistema a informação relativa a atividade das fontes, a sua localização e a quantidade de potência injetada no sistema.

Este Capítulo apresenta em detalhes a metodologia proposta, descrevendo cada uma das etapas que a compõem.

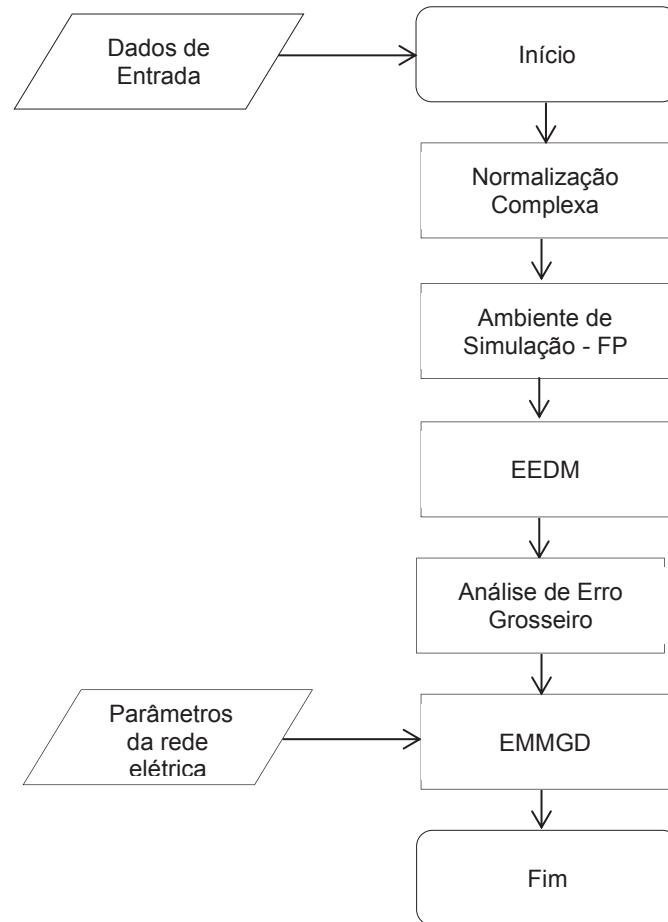
4.1.1 Visão Geral da Metodologia

A FIGURA 3 apresenta o fluxograma da ferramenta proposta, com todos as principais etapas que culminam no Estimador de Micro e Minigeração Distribuída. De forma sintetizada, o bloco EMMGD na FIGURA 3, que se refere a Estimação de Micro e Minigeração propriamente dita, passa pela execução das seguintes etapas:

Etapa 1: aplicação da normalização complexa por unidade aos dados do sistema. Conforme descrito na Seção 4.2, essa etapa possibilita elevar a relação X/R dos parâmetros normalizados para níveis compatíveis com os encontrados nos STs. O objetivo dessa ação é permitir a utilização das ferramentas utilizadas nos ambientes do sistema de transmissão com a mesma confiabilidade nos resultados;

Etapa 2: utilização dos dados normalizados para a criação de um ambiente de simulação. Com esta finalidade, o Fluxo de Potência será utilizado e com fins a reproduzir um ambiente de medição real, erros aleatórios são adicionados às medições através de um gerador de erros aleatórios. Essa etapa é detalhada na Seção 4.3;

FIGURA 3 - FLUXOGRAMA DO ESTIMADOR DE MICRO E MINIGERAÇÃO



FONTE: A autora (2021)

Etapa 3: as quantidades medidas e os parâmetros do sistema, em cpu, compõem a entrada para o estimador de estados, que fornecerá uma estimativa para o estado da rede;

Etapa 4: com o resultado da estimativa feito, a análise da presença de erro grosseiro em medidas é feita com a aplicação do Teste do Máximo Resíduo Normalizado. Identificada a presença de erro, a medida incorreta deve ser substituída ou eliminada e a estimação de estado é processada novamente;

Etapa 5: finalmente, as quantidades estimadas para a magnitude e ângulo de fase, em cpu, juntamente com os parâmetros da rede elétrica, em pu, são usadas para estimativa da localização e da potência gerada por cada unidade de GD.

4.2 NORMALIZAÇÃO COMPLEXA POR UNIDADE

Conforme já descrito, a inserção de GDs provocou uma mudança nos sistemas de distribuição, tanto no aspecto físico, como no modo de funcionamento. As redes, até então radiais, tendem a tornar-se mais malhadas e, diferentemente de uma rede com comportamento previsível e passivo, temos incertezas e uma rede com comportamento ativo. Esse comportamento é similar ao encontrado em sistemas de transmissão, onde esforços de monitoramento há muito vêm sendo investidos e, por essa razão, esses ambientes já contam com o auxílio de importantes ferramentas, com elevados níveis de confiabilidade para monitoramento em tempo real. Essas ferramentas, entretanto, não podem ser aplicadas diretamente nos SDs porque esses possuem características diferentes, que se refletem numa relação X/R (relação da reatância série pela resistência série de linha) mais baixa nas redes de distribuição, além de outras diferenças apresentadas na TABELA 1. Além disso, o princípio do desacoplamento é enfraquecido quando a relação X/R é mais baixa (GARCIA *et al.*, 1979), e este é um entrave para a utilização de importantes ferramentas, como as que utilizam os métodos desacoplados em sua formulação.

A normalização complexa por unidade (cpu) apresentada em Tortelli *et al.* (2015) é uma estratégia de normalização mais abrangente que permite alterar artificialmente os parâmetros da rede durante o processamento numérico, o que possibilita o ajuste da relação X/R para níveis desejados e adequados ao uso eficiente das ferramentas disponíveis para análise de sistemas de transmissão, em especial os métodos desacoplados. Essa estratégia, no entanto, não afeta o estado da rede, que permanece o mesmo obtido quando a normalização pu convencional é utilizada.

Diferentemente da normalização pu convencional, na normalização cpu, uma potência complexa é adotada como base (TORTELLI *et al.*, 2015):

$$\dot{S}_{base} = |\dot{S}_{base}| e^{-j\varphi_{base}} \quad (4.1)$$

Em (4.1) φ_{base} é o ângulo de base adotado, cuja forma de obtenção é demonstrada nesta seção.

A tensão de base é mantida real, assim como é feito na normalização convencional:

$$\dot{V}_{base} = |\dot{V}_{base}|e^0 = V_{base} \quad (4.2)$$

Estas duas definições nos levam à uma impedância de base complexa, de forma que (TORTELLI *et al.*, 2015):

$$R_{cpu} = |\dot{Z}_{pu}| \cos(\theta + \varphi_{base}) \quad (4.3)$$

$$X_{cpu} = |\dot{Z}_{pu}| \sin(\theta + \varphi_{base}) \quad (4.4)$$

sendo:

R_{cpu} a resistência normalizada segundo normalização complexa por unidade;

X_{cpu} a reatância normalizada segundo normalização complexa por unidade;

\dot{Z}_{pu} a impedância original, em pu;

φ_{base} o ângulo de base adotado e;

θ o ângulo de fase original da impedância.

É possível escrever a nova relação X/R em função do ângulo de base adotado, como segue:

$$\frac{X_{cpu}}{R_{cpu}} = \tan(\theta + \varphi_{base}) \quad (4.5)$$

Pela equação (4.5) é possível observar que essa relação pode ser ajustada a partir da escolha adequada do ângulo de base. Essa escolha, pode ser feita por diferentes métodos e nesta aplicação, tomou por princípio o conhecimento de que, quanto mais alta relação X/R melhor o desempenho da aplicação dos algoritmos inicialmente desenvolvidos para sistemas de transmissão, em redes de distribuição (TORTELLI *et al.*, 2015). Uma forma mais simples consiste em, primeiramente, determinar o valor médio da relação X/R do sistema em análise:

$$\alpha_{med} = \frac{\sum_{i=1}^n \tan^{-1} \left(\frac{X_i}{R_i} \right)}{n} \quad (4.6)$$

Como em alguns sistemas de distribuição existem grandes diferenças na relação X/R, é possível considerar estes desvios como feito em (4.7):

$$\gamma_{med} = \frac{\tan^{-1} \left(\frac{X}{R} \right)_{MAX} + \tan^{-1} \left(\frac{X}{R} \right)_{MIN}}{2} \quad (4.7)$$

Assim, o ângulo de base, da equação (4.1), pode ser determinado por (4.8):

$$\varphi_{base} = \left(\frac{\pi}{2} - \frac{\alpha_{med} + \gamma_{med}}{2} \right) \quad (4.8)$$

Nas equações (4.6) a (4.7):

α_{med} é a relação X/R média, em radianos;

n o número de linhas do sistema;

γ_{med} é a média entre a relação máxima e mínima, em radianos e;

φ_{base} o ângulo de base adotado, conforme já descrito.

Com a adoção da cpu, à exemplo da normalização convencional, as potências devem igualmente ser normalizadas segundo a nova base de potência complexa. As equações (4.9) e (4.10) apresentam, respectivamente, potência ativa e reativa, em cpu:

$$P_{cpu} = |\dot{S}_{pu}| \cos (\theta + \varphi_{base}) \quad (4.9)$$

$$Q_{cpu} = |\dot{S}_{pu}| \sin (\theta + \varphi_{base}) \quad (4.10)$$

Conforme demonstrado em Tortelli *et al.* (2015), a normalização complexa não altera o estado da rede, preservando as relações entre as magnitudes das tensões (V) e os ângulos de fase das tensões em pu e cpu, ou seja, o estado da rede é idêntico em ambas as normalizações, mas o ajuste numérico proporcionado

por esta normalização, eleva a relação X/R. Além disso, é importante destacar que a normalização complexa preserva todos os benefícios obtidos com a normalização convencional.

Nesta aplicação, a utilização da normalização complexa por unidade, como uma primeira etapa do processo de estimação de geração distribuída, permite a utilização do Fluxo de Potência, assim como do Estimador de Estados Desacoplado Rápido (NOGUEIRA, 2019).

4.3 AMBIENTE DE SIMULAÇÃO COM ERROS ALEATÓRIOS

O Fluxo de Potência (FP) é o equacionamento de uma rede de energia elétrica, de tal forma que o resultado seja o estado da rede, ou seja, magnitude e ângulos das tensões nas barras, quando os transitórios do sistema podem ser desprezados, conforme descrito em Monticelli (1983). Existem diversos métodos de solução do problema do FP, os mais utilizados, porém, por sua precisão e facilidade de implementação, são o método de Newton e os métodos desacoplados. Esses últimos foram inicialmente concebidos para as características dos sistemas de transmissão e não podem ser aplicados diretamente nos sistemas de distribuição. Conforme já citado neste documento, a adoção da normalização complexa por unidade, em substituição a normalização convencional, supera este obstáculo.

Na presente proposta, o FP será utilizado para criar um ambiente de simulação e possibilitar a avaliação e validação da ferramenta proposta. Os resultados do FP serão usados para “gerar” valores para as grandezas medidas, as quais compõem a entrada do estimador de estados, descritos na próxima seção.

Por ser uma ferramenta clássica e extensamente encontrado na literatura, o equacionamento do FP pelo método de Newton e pelo método desacoplado não são descritos nesse documento. É possível a consulta destas informações em Monticelli (1983), por exemplo.

O Fluxo de Potência gera um ambiente de simulação com medidas perfeitas, o que não reflete o cenário real, uma vez que as medidas obtidas do sistema elétrico contêm erros e ruídos inerentes ao processo de medição (LIMA, 2020). Estes erros são inseridos nas medidas geradas no FP por meio de um gerador de erros aleatórios, descrito na sequência.

4.3.1 Erros Aleatórios no Ambiente de Simulação

Os erros aleatórios, intrínsecos aos processos de medição, não podem ser eliminados e estão presentes na maioria das grandezas medidas (LIMA, 2020). Por esta razão, devem ser contemplados em um ambiente de simulação de forma a reproduzir um ambiente de medição real e possibilitar a avaliação do desempenho da ferramenta.

Nesta proposta, os erros aleatórios são inseridos nas medidas considerando serem estes independentes entre si, com distribuição normal e média zero. Ao vetor de quantidades medidas z_m são adicionadas incertezas, tal que (FREUND, 2006):

$$z_m = z_0 + (3\sigma_z)\alpha \quad (4.11)$$

$$3\sigma_z = pr|z_0| + fe \quad (4.12)$$

sendo:

z_0 é o vetor de medidas perfeitas, nesta aplicação fornecida pelo FP;

σ_z o desvio padrão associado à medida;

α uma variável aleatória N com valor estabelecido igual a 0,1;

pr a precisão associada ao medidor e;

fe o fundo de escala do medidor.

Precisão e fundo de escala tem valores usuais de, respectivamente: $0,01 \leq pr \leq 0,02$ e $0 \leq fe \leq 0,035$ (ALBERTINI, 2010).

4.4 ESTIMADOR DE ESTADOS DESACOPLADO NO MODELO

Conforme descrito, à maneira que as aproximações utilizadas no FPDR são implementadas nos estimadores de estado, dá origem aos métodos conhecidos como desacoplado no modelo e no algoritmo. Ambos os métodos têm vantagens em relação ao método clássico, formulado como um problema de mínimos quadrados ponderados e sem utilizar quaisquer simplificações nas formulações. Entretanto, a escolha pelo estimador desacoplado no modelo, possível graças a utilização da

normalização complexa, tem algumas vantagens, mais claramente apresentadas na TABELA 2.

TABELA 2 - VANTAGENS DO ESTIMADOR DESACOPLADO NO MODELO

Matriz de Análise	Características do EDM
Confiabilidade	Ambos os métodos desacoplados preservam a confiabilidade do EE clássico.
Velocidade de convergência	As aproximações feitas na matriz H aceleram mais o processo de convergência em comparação à utilização das aproximações na matriz $G(x)$.
Sistemas com grande número de barras	Exigem o uso de formulações simplificadas, sem sacrificar confiabilidade e precisão.
Precisão	Não é afetada de forma significativa

FONTE: A autora (2021)

Por estas razões, foi feita a escolha pelo estimador desacoplado no modelo para utilização nesta aplicação, tendo seu desenvolvimento se dado no grupo de pesquisa onde este trabalho está inserido, mais precisamente a partir dos desenvolvimentos propostos em (LIMA, 2020). A FIGURA 4 apresenta o fluxograma deste estimador, conforme equações (3.31) até (3.39) da Seção 3.2.1.2.

Nesta proposta, a saída do Estimador de Estados apresenta o vetor de resposta cuja soma ponderada dos resíduos de medição seja o menor possível. Este vetor de resíduos resultante é utilizado na análise da presença do erro grosseiro e a resposta do estimador, propriamente dita, serve de entrada para o EMMGD.

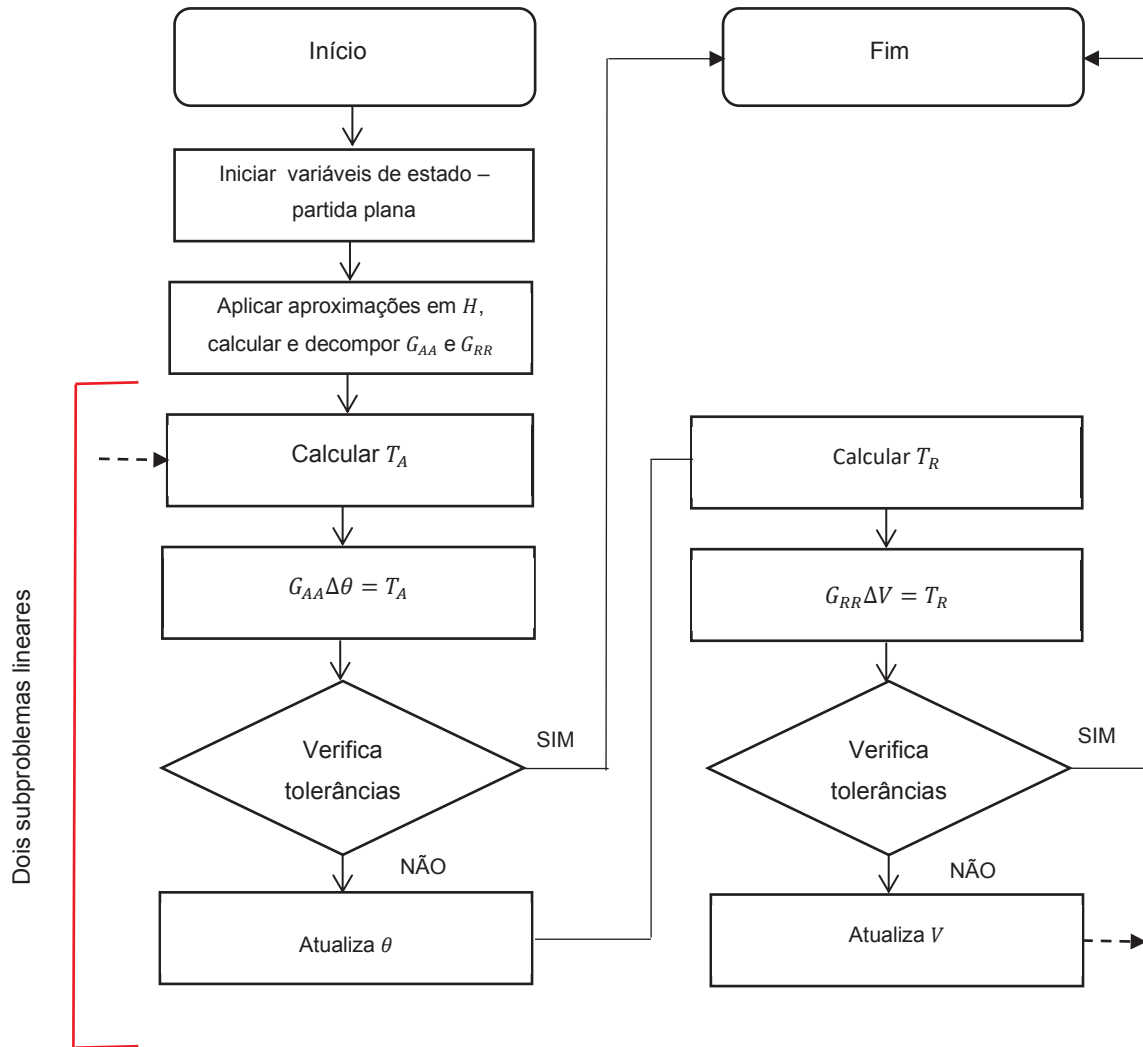
4.5 TESTE DOS RESÍDUOS NORMALIZADOS NA ABORDAGEM DESACOPLADA

Considerando a abordagem desacoplada apresentada na Seção 4.4, a detecção e identificação de erro grosseiro no plano de medição, a partir da equação (3.40) é feita da seguinte forma:

$$\Omega^A = S_A R_A \quad (4.13)$$

$$\Omega^R = S_R R_R \quad (4.14)$$

FIGURA 4 - FLUXOGRAMA ESTIMADOR DESACOPLADO NO MODELO



FONTE: Adaptado de Horisberger et al.

Da mesma forma, a equação de Sensibilidade (3.42), na forma desacoplada, passa a ser como em (4.15) e (4.16):

$$S_A = 1 - H_{P\theta} G_{P\theta}^{-1} H_{P\theta}^T R_A^{-1} \quad (4.15)$$

$$S_R = 1 - H_{QV} G_{QV}^{-1} H_{QV}^T R_R^{-1} \quad (4.16)$$

No caso da formulação desacoplada, o Teste do Máximo Resíduo Normalizado segue a sequência de passos apresentada no fluxograma da FIGURA 2, só que com tratamento segmentado para as partes ativas e reativas (NOGUEIRA, 2019). Se os vetores resultantes do teste não apresentarem nenhum valor acima do

valor estabelecido para a constante c a estimação de estados está correta e serve de entrada para o estimador de Micro e Minigeração. Do contrário, se os vetores resultantes apresentarem valores acima do estabelecido, o maior valor está associado à medida que deve ser removida ou substituída, e a estimação de estados processada novamente antes de seguir para o EMMGD, uma vez que os dados podem divergir bastante do resultado adequado.

4.6 ESTIMADOR DE MICRO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA

O último bloco do fluxograma tem a responsabilidade de informar, na saída, a correta atividade atual das fontes de GD e a sua localização. Para isso, faz uso dos parâmetros originais da rede elétrica, em pu, e dos valores estimados para o estado da rede, em cpu, pelo estimador de estados desacoplado no modelo. A localização das fontes é possível a partir da análise da solução da ferramenta para cada barra do sistema: barras com potência diferente de zero indicam a presença de fontes de geração distribuídas ativas e a respectiva potência sendo injetada. Barras com potência nula indicam a inexistência de fontes de geração distribuídas instaladas, ou ainda que, neste ponto do sistema, não existem fontes ativas no intervalo de tempo analisado.

Existem dois caminhos possíveis para obtenção desta informação: um que considera inexistente a informação da localização das fontes de GD e outro que considera esta informação, conforme descrito na sequência.

4.6.1 EMMGD Desconhecendo a Informação da Localização das Fontes de GD

Nesta situação, são determinados os valores estimados dos fluxos de potência nos dois extremos de todas as linhas de distribuição do sistema em análise. Esses fluxos são obtidos a partir das equações clássicas de cálculo de fluxo de potência nas LTs, porém utilizando as quantidades estimadas de magnitude de tensão e ângulo de fase nas barras terminais, ou seja:

$$\hat{P}_{km} = g_{km}\hat{V}_k^2 - \hat{V}_k\hat{V}_m(g_{km}\cos\hat{\theta}_{km} + b_{km}\sin\hat{\theta}_{km}) \quad (4.17)$$

$$\hat{Q}_{km} = -(b_{km} + b_{km}^{sh})\hat{V}_k^2 - \hat{V}_k \hat{V}_m (g_{km} \sin \hat{\theta}_{km} - b_{km} \cos \hat{\theta}_{km}) \quad (4.18)$$

$$\hat{P}_{mk} = g_{km} \hat{V}_m^2 - \hat{V}_k \hat{V}_m (g_{km} \cos \hat{\theta}_{km} + b_{km} \sin \hat{\theta}_{km}) \quad (4.19)$$

$$\hat{Q}_{mk} = -(b_{km} + b_{km}^{sh})\hat{V}_m^2 - \hat{V}_k \hat{V}_m (g_{km} \sin \hat{\theta}_{km} + b_{km} \cos \hat{\theta}_{km}) \quad (4.20)$$

sendo:

$\hat{\theta}_{k(m)}$ é o valor estimado do ângulo de fase nas barras;

$\hat{V}_{k(m)}$ é o valor estimado da magnitude de tensão nas barras;

g_{km} são os valores de condutância série em pu da linha km ;

b_{km} são os valores de susceptância série em pu da linha km e;

b_{km}^{sh} os valores de susceptância shunt das linhas em pu da linha km .

E com as equações de fluxo estimados é possível estimar as injeções nas barras:

$$\hat{P}_k = \sum_{m \in \Omega_k} P_{km} \quad (4.21)$$

$$\hat{Q}_k = \sum_{m \in \Omega_k} Q_{km} \quad (4.22)$$

Finalmente, a potência gerada pela unidade de GD na barra k é dada por:

$$\hat{P}_{GD_k} = \hat{P}_k - P_D \quad (4.23)$$

$$\hat{Q}_{GD_k} = \hat{Q}_k - Q_D \quad (4.24)$$

sendo:

\hat{P}_k a injeção de potência ativa nas barras, estimadas a partir das equações de fluxo;

\hat{Q}_k a injeção de potência reativa nas barras, estimadas a partir das equações de fluxo;

P_D a informação de potência ativa demandada pela carga, nas barras e;

Q_D a informação de potência reativa demandada pela carga, nas barras.

Em geral, as fontes de micro e minigeração distribuída operam com Fator de Potência (FP) unitário ou muito próximo de 1 (um), o que prioriza apenas a estimação da potência ativa gerada pelas fontes. Entretanto, considerando um cenário em transformação onde equipamentos como os inversores, utilizados para integrar as fontes de GD aos SDs, podem ser utilizados no controle de reativos e tensão, torna-se importante os estudos relacionados ao uso de fontes de GD com fator de potência diferente de 1,0. Por esta razão, a estimação de reativos é de igual interesse e, portanto, também abordada nesse trabalho.

4.6.2 EMMGD Conhecendo Previamente a Localização das Fontes de GD

Neste caso, o fluxo de potência das linhas é estimado para todas as linhas adjacentes às barras com fontes de GD conectadas e a injeção da respectiva barra é estimada, o que permite a estimativa da potência fornecida pela fonte, ou pelas fontes, no caso de haver mais uma. Isso pode ser bastante útil em sistemas de distribuição com um grande número de barras, uma vez que a resposta a problemática é acelerada. Da mesma forma, um sistema com poucas fontes de micro e minigeração instaladas, não exige o processamento de todas as informações do sistema, mas somente dos locais onde esta análise é requerida.

Para a estimativa de micro e minigeração em barras específicas, o fluxo de potência das barras adjacentes é estimado, conforme descrito, e a informação relativa à atividade de determinada fonte é dada de acordo com (4.27) e (4.28):

$$\hat{P}_{kGD} = \sum_{m \in \Omega_{kGD}} P_{kGDm} \quad (4.25)$$

$$\hat{Q}_{kGD} = \sum_{m \in \Omega_{kGD}} Q_{kGDm} \quad (4.26)$$

$$\hat{P}_{GD_k} = \hat{P}_{kGD} - P_{DGD} \quad (4.27)$$

$$\hat{Q}_{GD_k} = \hat{Q}_{kGD} - Q_{DGD} \quad (4.28)$$

sendo k_{GD} todas as barras com fontes de micro e minigeração ativas e \hat{P}_{kGD} e \hat{Q}_{kGD} as injeções de potência ativa e reativa estimadas a partir das equações de fluxo e, considerando a situação em que a solução da ferramenta é obtida apenas para as barras onde existe a confirmação prévia de fontes instaladas.

4.7 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo apresenta-se a descrição da proposta de forma encadeada, tal como é executado pelo Estimador de Micro e Minigeração Distribuída.

Conforme demonstrado, a normalização complexa permite a utilização de ferramentas usadas eficientemente nas redes de transmissão, sendo esta uma estratégia que não afeta os resultados obtidos, ou seja, as soluções não são afetadas pelo tipo de normalização usada. Ela apenas concede permissão para um amplo número de algoritmos que, de outro modo, não poderiam ser usados. Nesta aplicação, Fluxo de Potência e Estimador de Estados.

O ambiente de simulação desenvolvido, reproduz o cenário de medidas real através do incremento de erros aleatórios permitindo a avaliação do desempenho da ferramenta sob circunstâncias mais críticas e, finalmente, a estimação de micro e minigeração pode ser feita de forma flexível, considerando conhecida a localização das fontes, ou desconhecida. Apesar da simplicidade da mudança exigida no processo, para estimação em uma ou outra situação, esta facilidade pode ser muito atrativa para determinadas situações, à saber: quando o sistema a ser analisado contemple um grande número de barras, com fontes de geração distribuída instalada em pontos conhecidos ou exatamente o oposto, quando um pequeno número de fontes está instalado, acelerando a resposta a problemática. A escolha por

considerar conhecida ou desconhecida a localização é do operador e representa economia de tempo o que, se tratando de aplicações em tempo real, é crucial.

Erros grosseiros não foram desprezados e são identificados pelo resíduo normalizado. Este resíduo é obtido após o processo de estimação e seus resultados determinam a necessidade ou não de estimar novamente o estado da rede antes que este possa ser utilizado como dado de entrada para o Estimador de Micro e Minigeração. Apesar da técnica utilizada ser indicada para detecção e tratamento de apenas um erro grosseiro, na prática não é incomum a utilização da técnica para eliminação de mais um erro grosseiro, por vez, para obtenção do estado da rede. Isso acontece porque o método utilizado associa simplicidade e confiabilidade.

Finalmente, o último bloco tem a função de fornecer as informações relativas à atividade das fontes de GD driblando um dos principais obstáculos deste tipo de fonte: a intermitência no funcionamento. Não obstante a esta característica, as fontes de micro e minigeração são, sem dúvida, a principal aposta para atender as necessidades energéticas que acompanham o aumento da demanda em tempos de normalidade de desenvolvimento. Desta forma, a solução desta ferramenta consiste em uma informação necessária para a concretização deste planejamento. O resultado permite ao operador conhecer a localização das fontes ativas e a quantidade de energia injetada por estas no sistema.

5 RESULTADOS

5.1 INTRODUÇÃO

Este capítulo apresenta os resultados obtidos pela ferramenta proposta e outras análises complementares que demonstram a sua viabilidade, assim como das estratégias adotadas. Por simplicidade, algumas tabelas são sintetizadas. A forma de apresentação, contudo, não compromete a análise pretendida. Ademais, algumas tabelas estão apresentadas no APÊNDICE 1 e APÊNDICE 2, e estas, contém os dados na íntegra.

Os resultados principais apresentados são os obtidos a partir de simulações e testes envolvendo um sistema de distribuição real da AES-Venezuela, localizada na região metropolitana de Caracas, com 141 barramentos. Os parâmetros deste sistema podem ser consultados no ANEXO 1 deste documento e foram obtidos a partir da plataforma de dados do programa Matpower (ZIMMERMAN, 2019). O diagrama unifilar encontra-se também no ANEXO 1.

Além do sistema de distribuição supracitado, outros sistemas testes foram utilizados durante a evolução desta proposta, sendo que alguns resultados são apresentados visando a demonstração da normalização complexa e as discussões pertinentes a esta etapa. Estes sistemas testes são apresentados e discutidos na Seção 5.4.

5.2 ESTIMAÇÃO DE MICRO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Essencialmente, a ferramenta proposta permite, através dos seus resultados, conhecer a atividade das fontes de geração distribuída instaladas no sistema. Conforme descrito, a projeção é que o número de fontes de GD's aumente exponencialmente nos próximos anos e considerando então, a expectativa de um cenário em transformação, a ferramenta foi avaliada em três condições de operação diferentes:

- **Cenário A:** sem fontes de GDs ativas;
- **Cenário B:** com GDs ativas em aproximadamente 30% das barras e;
- **Cenário C:** com GDs ativas em aproximadamente 50% das barras.

Os resultados apresentados nesta seção são relativos à solução obtida pela ferramenta na avaliação dos três cenários, para cada barra. Estes resultados estão agrupados em gráficos de distribuição de frequência que possibilitam a análise completa de forma sintetizada. Todas as fontes de geração distribuída simuladas nesta etapa dos testes tem FP igual a 1,0.

O GRÁFICO 2 apresenta os resultados agrupados por Desvios de Estimação¹⁵ Percentual (DEP) para o sistema de distribuição de 141 barras no **Cenário A**, onde não existem fontes de GDs ativas. Para verificar o quão representativo é este valor, o desvio de estimação foi comparado com os valores máximos estabelecidos para fontes de microgeração, que é de 75 kW, gerando o desvio de estimação percentual, da seguinte forma:

$$DEP = \left(\frac{\hat{P}_{GD_k} - P_{ex}}{75} \right) 100 \quad (5.1)$$

sendo:

DEP o desvio de estimação percentual;

\hat{P}_{GD_k} o valor de geração de potência ativa estimado pela ferramenta e;

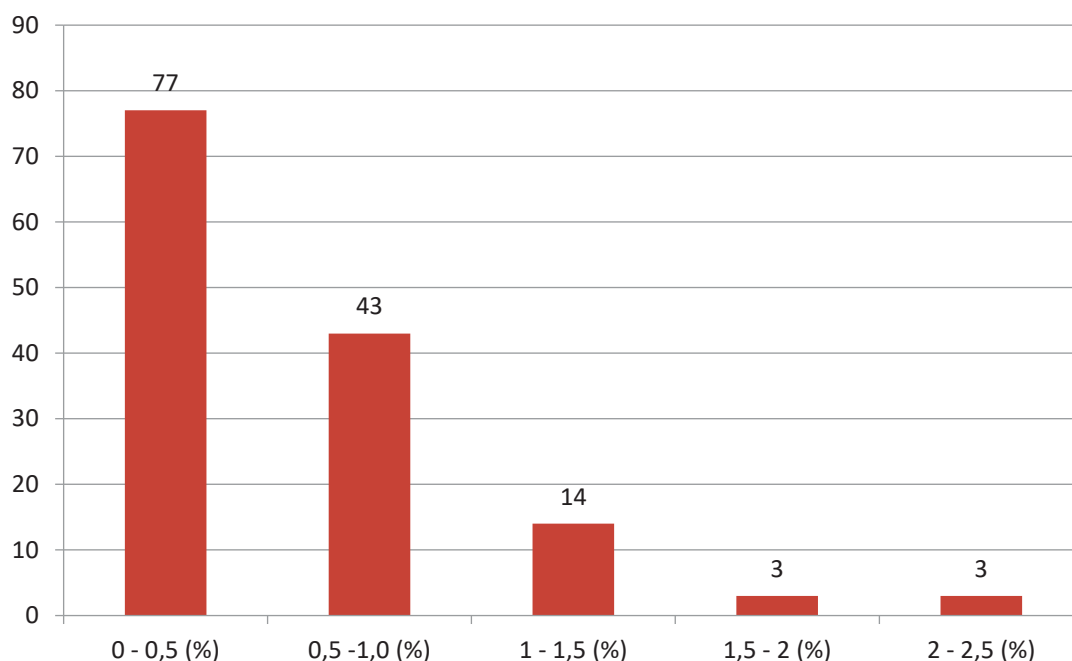
P_{ex} o valor de potência ativa gerado pelas fontes de micro e minigeração simuladas, ou seja, o valor exato de geração;

Pela análise do GRÁFICO 2 é possível observar que o desvio de estimação percentual não excede 2,5% e apenas três barras apresentam desvios dentro deste intervalo, o que representa aproximadamente 2% do número total de barras do sistema. Esta informação, concomitante com o desvio de estimação percentual máximo observado nos resultados, revela o quão confiável é a metodologia proposta e os dados fornecidos ao operador.

Este desempenho é o mesmo observado nos demais cenários, conforme pode ser visto na sequência.

¹⁵ Desvios de estimação é a diferença existente entre o valor que deveria ser estimado e o valor estimado pela ferramenta. O desvio percentual é relativo ao valor limite de microgeração.

GRÁFICO 2 - DISTRIBUIÇÃO DE FREQUÊNCIA DAS BARRAS X DESVIOS DE ESTIMAÇÃO PERCENTUAL: CENÁRIO A - SISTEMA DE 141 BARRAS



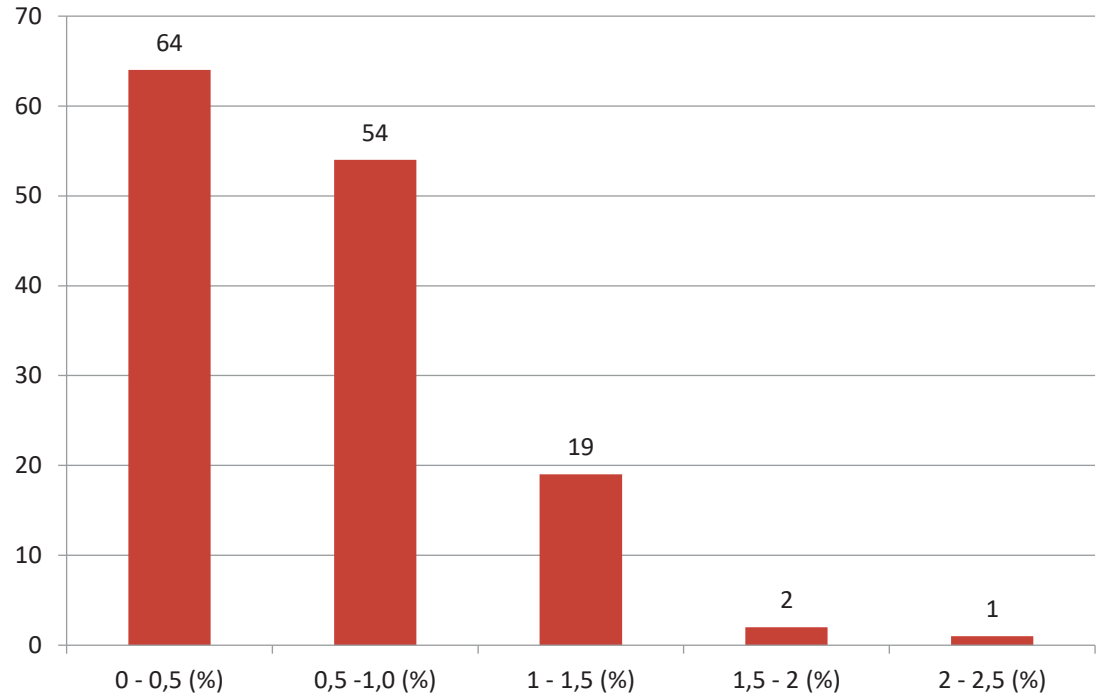
FONTE: A autora (2021)

O GRÁFICO 3 apresenta a síntese dos resultados para o **Cenário B**. Neste cenário, fontes de micro e minigeração estão sendo simuladas através da injeção de potência nas barras do sistema de 141 barras. Assim como ocorre na prática, a escolha das barras que receberam fontes de geração distribuída foi feita de forma aleatória, ou seja, nenhum critério foi utilizado para esta escolha. A informação relativa à localização das fontes instaladas para a simulação pode ser consultada no APÊNDICE 1.

Da mesma forma, a análise do GRÁFICO 3, revela que os desvios de estimação não são superiores a 2,5% do valor relativo à microgeração. Ainda, é possível a constatação de que mais de 80% das barras do sistema, apresentam desvios de estimação percentual inferiores a 1%.

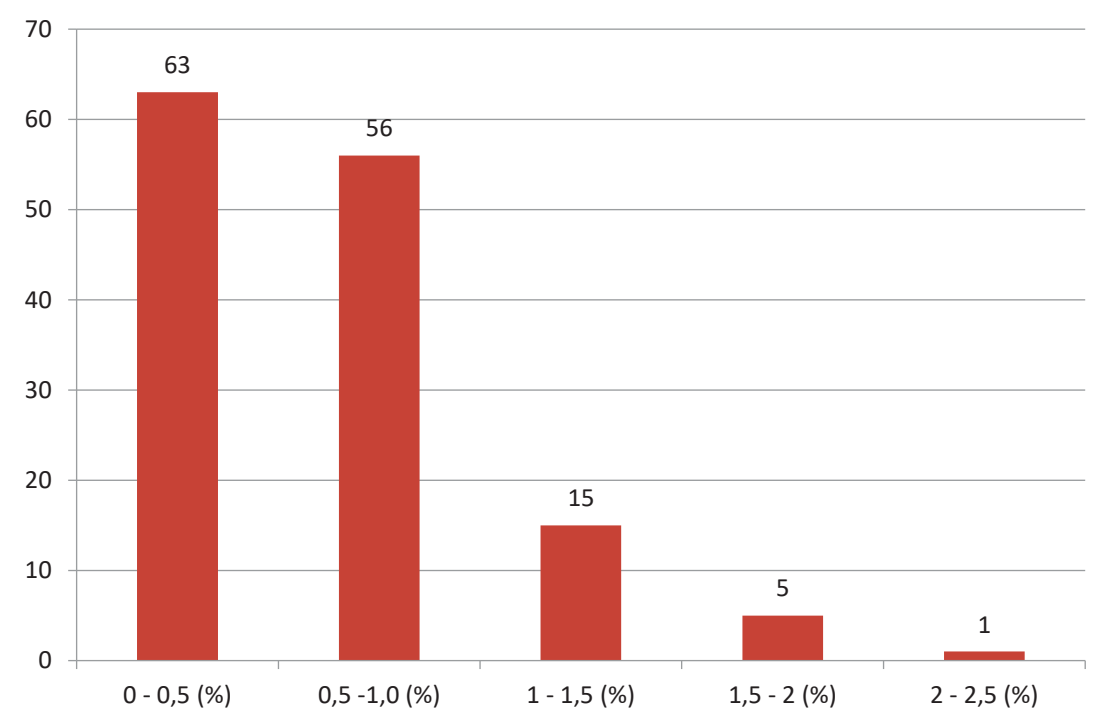
O GRÁFICO 4 apresenta o resultado, quando 50% das barras, aproximadamente, apresentam fontes de micro e minigeração, **Cenário C**. Da mesma forma, as fontes adicionais foram inseridas simulando uma injeção de potência, com valores dentro dos intervalos estabelecidos para estas fontes. O incremento destas, igualmente, foi feito de forma aleatória e a sua localização pode ser consultada no APÊNDICE 1.

GRÁFICO 3 - DISTRIBUIÇÃO DE FREQUÊNCIA DAS BARRAS X DESVIOS DE ESTIMAÇÃO PERCENTUAL: CENÁRIO B - SISTEMA DE 141 BARRAS



FONTE: A autora (2021)

GRÁFICO 4 - DISTRIBUIÇÃO DE FREQUÊNCIA DAS BARRAS X DESVIOS DE ESTIMAÇÃO PERCENTUAL: CENÁRIO C - SISTEMA DE 141 BARRAS



FONTE: A autora (2021)

Também no **Cenário C**, cujos resultados estão apresentados no GRÁFICO 4, não foram encontrados desvios de estimação percentual superior a 2,5% o que demonstra a acuracidade dos dados quando o número de fontes no sistema aumenta. Isso é, na prática, o que é esperado para os próximos anos, quando a participação de fontes de GDs no suprimento de energia, tende a aumentar.

A avaliação dos três cenários possibilita duas constatações: a primeira que a ferramenta estima corretamente a localização das fontes de GDs em operação ou sua desconexão/inexistência. Isto foi demonstrado de duas formas:

- No Cenário A, sem fontes de GDs simuladas, os testes indicam esta situação pela presença de valores nulos de potência gerada, ou muito baixos, para cada barra do sistema, conforme pode ser observado no APÊNDICE 1 e;

- No Cenário B e C, com fontes de GDs no teste, os testes indicam esta situação pela detecção de potência gerada na barra, os quais também podem ser consultados no APÊNDICE 1;

Estes valores de potência, nulos ou não, expressam a quantidade de potência gerada pelas fontes. A qualidade da solução obtida é analisada pelo desvio de estimação percentual, o qual, em todos os testes, não excede 2,5%. Esta é a observação que nos leva à segunda constatação, de que os valores estimados de potência injetada, e a consequente conclusão da presença de fontes de GDs ativas, ou sua inatividade no sistema, apresentam um elevado grau de precisão podendo servir de entrada para sistemas de controle como, por exemplo, o SAGE – Sistema Aberto de Gerenciamento de Energia ou ADMS - *Advanced Distribution Management System*.

Finalmente, este desvio de estimação observado está relacionado essencialmente às aproximações feitas no Estimador Desacoplado no Modelo, as quais, aplicadas nos dois lados da igualdade aceleram e simplificam o processo de convergência, conforme descrito na Seção 3.2.1.2. Estas aproximações não afetam de forma significativa os resultados, conforme demonstrado na literatura e, naturalmente, não comprometem as informações relativas as atividades das fontes de geração distribuída, conforme demonstrado nos resultados obtidos.

5.2.1 Considerando Fontes de Geração Distribuída com Fator de Potência Diferente de Um

Na prática, as fontes de geração distribuída operam com fator de potência muito próximo de 1,0 (um) atendendo uma exigência das distribuidoras (CHAVES, 2009). Apesar disso, uma possível aplicação já investigada para este tipo de fonte, é o controle dos níveis de tensão através da compensação de reativos no sistema (OOI *et al.*, 2000). Considerando então o cenário em transformação, esta seção apresenta a solução obtida com a ferramenta proposta quando o fator de potência de partes das fontes é diferente de um:

- **Cenário C1**: com GDs ativas em aproximadamente 50% das barras, e fator de potência dentro do intervalo 0,80 – 1,0.

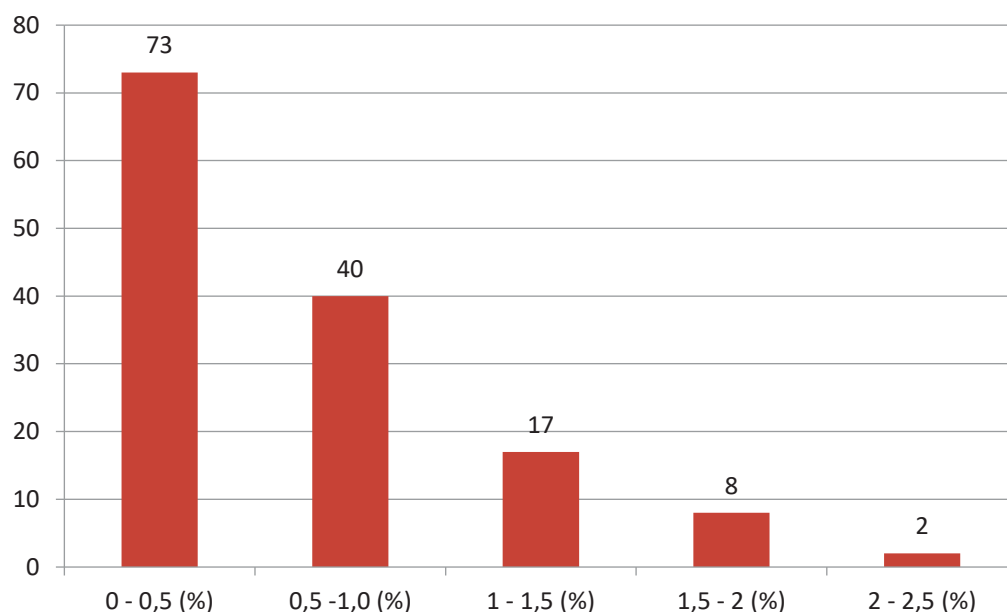
A escolha das barras com fontes de GD's cujo fator de potência é diferente de 1,0, foi feita após avaliação da magnitude de tensão fornecida pelo estimador desacoplado no modelo. Barras com níveis de tensão mais baixos foram eleitas para este teste. A informação da localização das barras com fontes de GD, para a condição de operação do **Cenário C1**, pode ser consultada no APÊNDICE 2.

O GRÁFICO 5 apresenta o desvio de estimação percentual, relativo a estimação da geração de potência ativa das GDs, obtido para a condição de operação do **Cenário C1**.

A análise do GRÁFICO 5 nos permite observar que o desvio de estimação percentual encontrado não foi impactado, ou seja, as barras cujas estimativas apresentaram o maior desvio não ultrapassam 2,5%.

Diferentemente, a análise da estimação da parte reativa das fontes de micro e minigeração será feita pelo desvio de estimação e não pelo desvio de estimação percentual, uma vez que este valor foi obtido pela comparação com os valores máximos de microgeração em kW. A TABELA 3 apresenta os valores de estimação relativo a parte reativa das fontes com FP diferente de 1,0. A quarta coluna da TABELA 3 apresenta o desvio de estimação em relação à própria geração.

GRÁFICO 5 - DISTRIBUIÇÃO DE FREQUÊNCIA DAS BARRAS X DESVIOS DE ESTIMAÇÃO PERCENTUAL: CENÁRIO C1 - SISTEMA DE 141 BARRAS



FONTE: A autora (2021)

TABELA 3 - DESVIOS DE ESTIMAÇÃO DA GERAÇÃO DE REATIVOS

Barra	Q [kvar]	EMMGD [kvar]	Desvio em Relação a Geração da Fonte (%)
44	30	31,393664	4,645545
46	7,5	7,196658	4,044563
48	75	74,278334	0,962221
50	6,2	6,588868	6,272072
52	31	30,358145	2,070499
62	75	75,313711	0,418282
64	62	61,902981	0,156482
66	62	61,855443	0,233156
68	37,5	37,857237	0,952632
78	6,2	6,142796	0,922640

FONTE: A autora (2021)

Os dados da TABELA 3 demonstram que a localização das fontes é estimada corretamente e com boa precisão o que permite a conclusão de que a estimação de micro e minigeração com fator de potência diferente de 1,0 pode ser obtido pela ferramenta proposta. Ademais, os desvios de estimação das demais barras, onde o valor de geração de reativos é zero, não ultrapassam 1,5 kvar. Estas

informações completas, assim como o Fator de Potência de cada fonte simulada no **Cenário C1**, pode ser consultada no APÊNDICE 2.

5.3 AVALIAÇÃO DE ERROS E O IMPACTO NA ESTIMAÇÃO

Na prática, conforme já descrito, três são os erros que podem ser encontrados nas medições, sendo que o primeiro, erros extremos, são mais facilmente identificados e podem ser eliminados antes do processo de estimação.

O impacto de medidas contendo erros aleatórios e erros grosseiros no processo que culmina com a estimação de das fontes de micro e minigeração são apresentados e discutidos na sequência.

5.3.1 Erros Aleatórios

Em um ambiente de simulação, a melhor forma de analisar o desempenho da ferramenta proposta, é produzir um plano de medições que reproduza o mais fielmente possível o cenário de medições real e isso inclui medidas imperfeitas, ou seja, medidas com erros aleatórios e possivelmente erros grosseiros.

Erros aleatórios são, conforme apresentado neste documento, os erros inerentes ao processo de medição, os quais, o estimador deve lidar adequadamente durante o processo de estimação, com fins a fornecer na saída, a melhor estimativa para o estado da rede, apesar das imperfeições nas medidas utilizadas.

Nesta aplicação o incremento dos erros aleatórios foi feito através do gerador de erros aleatórios descritos na Seção 4.3. A TABELA 4 apresenta o desempenho da ferramenta considerando medidas perfeitas e medidas com erros aleatórios. Dois cenários de operação foram utilizados nesta análise: sem a presença de GDs e com a presença de GDs, **Cenário A** e **Cenário C** respectivamente.

Na TABELA 4, tem-se:

MEA-SEA é o Máximo Erro Absoluto Sem Erros Aleatórios;

MEA-CEA é o Máximo Erro Absoluto Com Erros Aleatórios e;

DEP (%) é o Desvio de Estimação Percentual Relativo à Microgeração – 75 kW.

TABELA 4 - ANÁLISE DE DESEMPENHO DA FERRAMENTA COM ERROS ALEATÓRIOS

Sem GD no Teste		Com GD no Teste	
MEA-SEA (kW)	MEA-CEA (kW)	MEA-SEA (kW)	MEA-CEA (kW)
8,2539 e-3	1,7302	2,7602 e-2	1,6880
DEP (%)	DEP (%)	DEP (%)	DEP (%)
0,0110	2,3070	0,0368	2,2507

FONTE: A autora (2021)

Pela análise dos resultados apresentados na TABELA 4 é possível observar que o incremento de erros aleatórios afeta o desempenho da ferramenta, ou de outro ângulo, uma análise feita a partir de medidas perfeitas, pode levar à uma falsa avaliação de desempenho. Em ambos os casos, entretanto, o desempenho da ferramenta é bastante satisfatório.

Em sua busca pela melhor estimativa, o processo de EE diminui ao máximo a influência deste tipo de erro, mas eles são intrínsecos aos processos de medição e por esta razão são também denominados ruído normal de medição.

5.3.2 Erros Grosseiros

Outra importante avaliação, diz respeito à análise da existência de erro grosseiro no plano de medição, que pode comprometer os resultados da estimação de estados e, naturalmente, das aplicações dependentes desta informação. Nesta aplicação, este resultado serve de entrada para o Estimador de Micro e Minigeração Distribuída logo, um resultado errôneo na estimação, compromete a estimação da atividade destas fontes.

Nesta dissertação, o Teste do Máximo Resíduo Normalizado está sendo utilizado para detectar a presença de erro grosseiro no plano de medição, bem como identificar a medida afetada, propriamente dita. Por meio da formulação apresentada na Seção 4.6, a medida contendo erro grosseiro é identificada pela presença de valores acima do limite estabelecido no vetor resultante do teste, nesta aplicação $r_i^k > 3,0$.

Para demonstração e avaliação da técnica, são inseridos manualmente erros grosseiros nas medidas fornecidas ao EE no sistema de 141 barras no **Cenário C**. Uma medida correta (sem erro grosseiro) é substituída por uma medida incorreta (com erro grosseiro). A formulação adotada para simulação de erros aleatórios em

medidas foi adaptada para que o erro inserido ficasse dentro do intervalo estabelecido para erro grosseiro, da seguinte forma:

$$\sigma_z = (pr|z_0| + fe)/3 \quad (5.2)$$

$$z_m = z_0 + (15\sigma_z) \quad (5.3)$$

Observa-se apenas que, neste caso, z_0 é a medida contendo o erro aleatório.

A TABELA 5 apresenta a substituição feita na medida de potência ativa e os respectivos valores obtidos no vetor resposta no TMRN. A TABELA 6 os valores relativos aos testes quando a medida reativa correta é substituída por uma medida incorreta.

TABELA 5 - SUBSTITUINDO MEDIDA ATIVA CORRETA POR INCORRETA

Localização da Medida	Medida Correta [cpu]	Resíduo Normalizado P_{26-27}	Medida Incorreta [cpu]	Resíduo Normalizado P_{26-27}
P_{26-27}	-0,007011	0,006171	-0,182712	14,800278

FONTE: A autora (2021)

TABELA 6 - SUBSTITUINDO MEDIDA REATIVA CORRETA POR INCORRETA

Localização da Medida	Medida Correta [cpu]	Resíduo Normalizado Q_{26-27}	Medida Incorreta [cpu]	Resíduo Normalizado Q_{26-27}
Q_{26-27}	0,033391	0,018994	0,211730	15,193803

FONTE: A autora (2021)

Os resultados apresentados na TABELA 5 e na TABELA 6 demonstram a viabilidade do TMRN na detecção e identificação de erro grosseiro em medidas no plano de medição. Quando a medida correta é utilizada, o valor do resíduo normalizado não excede a constante c . Quando a medida correta é substituída por uma medida incorreta, estes valores aumentam significativamente, extrapolando o limite estabelecido. Além disso, o erro grosseiro de uma medida tende a se propagar e este efeito, conhecido como sombra ou propagação de erro pode ser visto no vetor

resultante do TMRN. A TABELA 7 apresenta esta propagação em outras medidas, quando a medida ativa incorreta é utilizada:

TABELA 7 - PROPAGAÇÃO DO ERRO DA MEDIDA ATIVA INCORRETA

Localização da Medida	Resíduo Normalizado	Identificação no Sistema
P_{26-27}	14,800278	Fluxo de Potência Ativa Ramo 26-27
P_{27-26}	6,023778	Fluxo de Potência Ativa Ramo 27-26
P_{26}	4,755151	Injeção de Potência Ativa Barra 26
P_{27}	4,793699	Injeção de Potência Ativa Barra 27

FONTE: A autora (2021)

Pela avaliação dos dados da TABELA 7 é possível perceber que existem outros valores no vetor resultante do TMRN que excedem o limite estabelecido e, cujas medidas associadas, se tornam suspeitas de conterem erro grosseiro. Isso acontece porque não é possível afirmar que se trata apenas da propagação do erro antes que a estimação de estados seja processada novamente.

A TABELA 8 apresenta a mesma análise quando a medida reativa incorreta é utilizada.

TABELA 8 - PROPAGAÇÃO DO ERRO DA MEDIDA REATIVA INCORRETA

Localização da Medida	Resíduo Normalizado	Identificação no Sistema
Q_{26-27}	15,193803	Fluxo de Potência Reativa Ramo 26-27
Q_{27-26}	6,165622	Fluxo de Potência Reativa Ramo 27-26
Q_{26}	4,931377	Injeção de Potência Reativa Barra 26
Q_{27}	4,957334	Injeção de Potência Reativa Barra 27

FONTE: A autora (2021)

Igualmente, a análise dos dados da TABELA 8 revela que existem outros valores no vetor resultante do TMRN que excedem o limiar de 3,0. Da mesma forma, como não é possível afirmar que se trata de erro grosseiro ou da propagação do erro da medida cujo valor no TMRN apresentou o valor mais elevado, todas se tornam medidas suspeitas de conterem erros grosseiros.

A TABELA 9 e a TABELA 10, apresentam, respectivamente, o impacto no processo de estimação de estados considerando as medidas corretas e incorretas e

o impacto no Estimador de Micro e Minigeração. A barra 26, escolhida para o teste, contém uma fonte de GD ativa de 100 kW.

TABELA 9 - IMPACTO DO ERRO GROSSEIRO EM MEDIDA ATIVA - VISÃO GERAL

Barra e GD	Com Medida Correta			
	Magnitude [cpu/pu]	Ângulo [rad]	EMMGD [kW]	Desvio de Estimação [kW]
$B_{26(100\text{ kW})}$	0,963081	0,275764	100,270243	0,270243
	Com Medida Incorreta			
	0,963083	0,281516	-148,246437	248,246437

FONTE: A autora (2021)

TABELA 10 - IMPACTO DO ERRO GROSSEIRO EM MEDIDA REATIVA - VISÃO GERAL

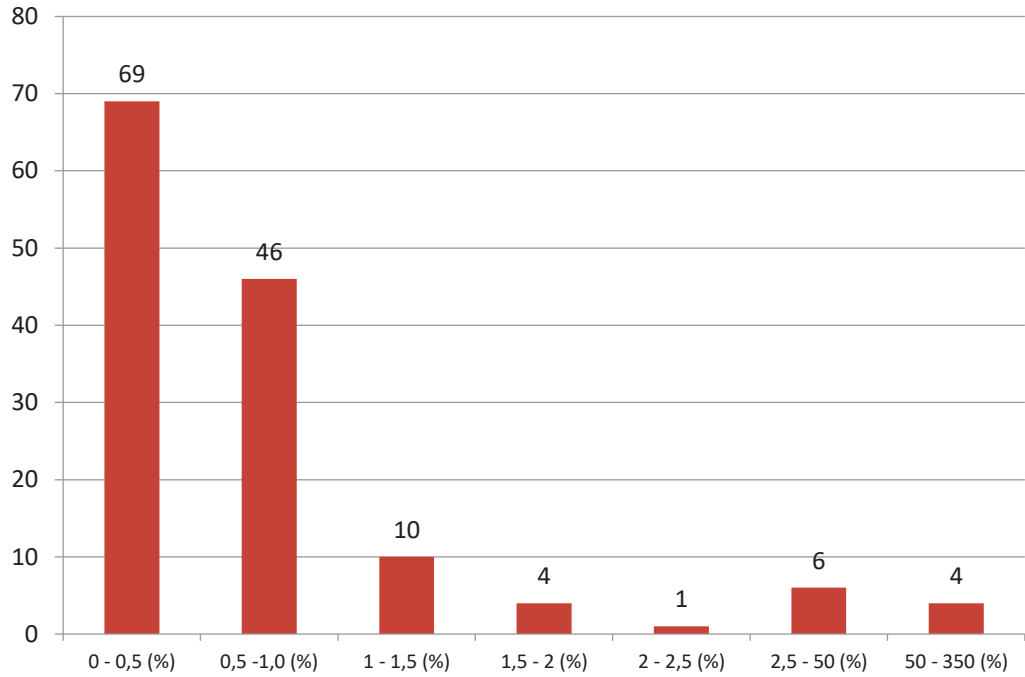
Barra e GD	Com Medida Correta			
	Magnitude [cpu/pu]	Ângulo [rad]	EGD [kW]	Desvio de Estimação [kW]
$B_{26(100\text{ kW})}$	0,963081	0,275764	100,270243	0,270243
	Com Medida Incorreta			
	0,963001	0,276253	371,960745	271,960745

FONTE: A autora (2021)

Pelas informações apresentadas na TABELA 9 e na TABELA 10 é possível constatar que o desvio de estimação aumenta significativamente quando a medida incorreta é usada no processo do EMMGD tornando parte da solução da ferramenta totalmente ineficaz.

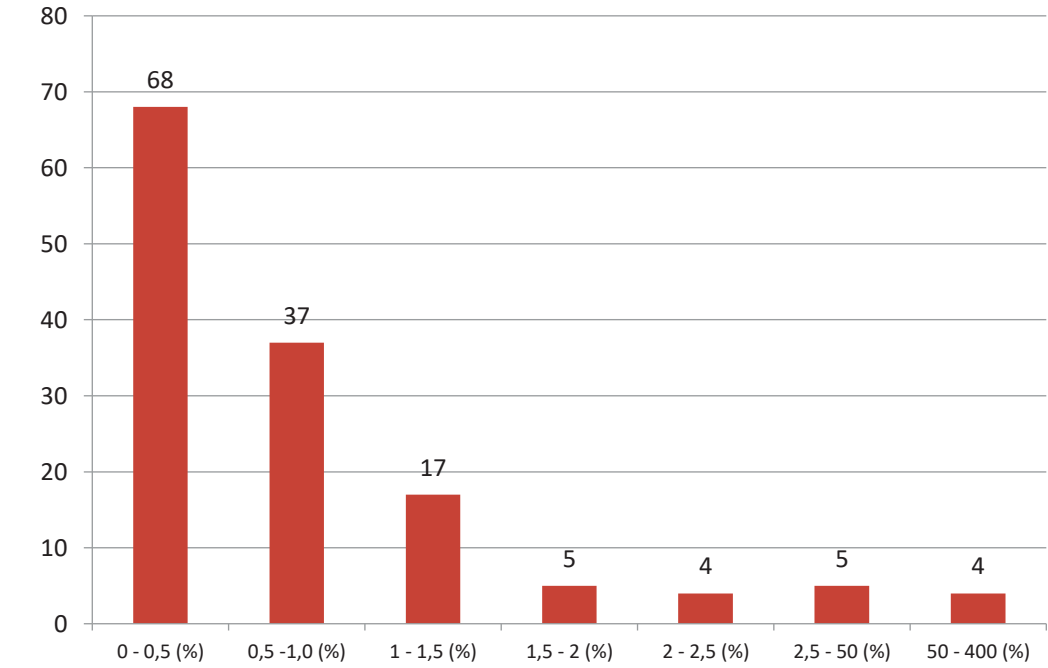
O impacto nos desvios de estimação causado pela medida com erro grosseiro e pela propagação deste erro, fica ainda mais claro quando se analisa a solução completa do EMMGD, com a participação das medidas incorretas no processo. A equivalência do que foi apresentado no GRÁFICO 3 e no GRÁFICO 4, os seguintes, apresentam a nova avaliação. No GRÁFICO 6 os resultados considerando a medida ativa incorreta no processo, ou seja, a medida incorreta não foi detectada, e por conseguinte, não foi eliminada ou substituída antes do processo de estimação de estados. No GRÁFICO 7 a medida reativa incorreta não foi identificada e compõem o plano de medição fornecido ao estimador de estados.

GRÁFICO 6 - DISTRIBUIÇÃO DE FREQUÊNCIA DAS BARRAS X DESVIOS DE ESTIMAÇÃO PERCENTUAL COM ERRO GROSSEIRO EM MEDIDA ATIVA



FONTE: A autora (2021)

GRÁFICO 7 - DISTRIBUIÇÃO DE FREQUÊNCIA DAS BARRAS X DESVIOS DE ESTIMAÇÃO PERCENTUAL COM ERRO GROSSEIRO EM MEDIDA REATIVA



FONTE: A autora (2021)

A análise do GRÁFICO 6 e do GRÁFICO 7, com valores muito superiores de desvios de estimação percentual, deixa claro o impacto que uma medida contendo erro grosseiro causa no processo geral. Um erro em uma medida tende a se propagar no processo de EE da rede e consequentemente impacta as funcionalidades dependentes desta informação, no caso, no EMMGD.

Finalmente, conforme descrito, o TMRN permite que a medida incorreta seja detectada e identificada com fins de que esta seja eliminada ou substituída do plano de medição, evitando a degeneração dos resultados. Como existe o efeito da propagação do erro, apenas a medida contendo o máximo resíduo normalizado é eliminada ou substituída do processo e a estimação de estados é repetida. Assim, no **Cenário C**, a medida com maior resíduo normalizado é identificada como errônea.

De acordo com os resultados apresentados na TABELA 7, a medida de fluxo de potência ativa no ramo P_{26-27} contém o maior resíduo normalizado e é, portanto, identificada como errônea. Essa medida é eliminada do conjunto de medidas e o estimador executado novamente.

A TABELA 11 apresenta o máximo valor encontrado no vetor resultante do TMRN e também, os novos valores para as medidas onde havia sido identificado resíduos acima do limiar, após a eliminação da medida com máximo resíduo normalizado.

TABELA 11 - RESÍDUOS APÓS ELIMINAÇÃO DA MEDIDA ATIVA INCORRETA

Localização da Medida	Resíduo Normalizado	Identificação no Sistema
P_{26-27}	<i>Eliminada</i>	Fluxo de Potência Ativa Ramo 26-27
P_{27-26}	0,001433	Fluxo de Potência Ativa Ramo 27-26
P_{26}	0,000528	Injeção de Potência Ativa Barra 26
P_{27}	0,002040	Injeção de Potência Ativa Barra 27
Máximo Valor Encontrado no Teste		
P_{57}	0,024102	Injeção de Potência Ativa Barra 57

FONTE: A autora (2021)

O máximo valor de resíduo normalizado encontrado, de acordo com os dados apresentados na TABELA 11, não supera mais o limiar estabelecido ($r_i^k > 3,0$) e os valores associados as demais medidas, cujo RN detectado superava o limiar,

estão agora dentro dos limites normais permitindo a conclusão de que se tratava apenas de propagação de erro, e não de outras medidas contendo erro grosseiro.

O mesmo procedimento é realizado para o caso de erro na medida reativa. Neste caso, pela observação da TABELA 8 é possível verificar que o maior valor de resíduo normalizado é o valor relativo a medida de fluxo de potência reativa no ramo correspondente Q_{26-27} que é então eliminada. A TABELA 12, apresenta o máximo valor encontrado no vetor resultante do TMRN e, igualmente, os valores associados às demais medidas suspeitas, após esta eliminação.

TABELA 12 - RESÍDUOS APÓS ELIMINAÇÃO DA MEDIDA REATIVA INCORRETA

Localização da Medida	Resíduo Normalizado	Identificação no Sistema
Q_{26-27}	<i>Eliminada</i>	Fluxo de Potência Reativa Ramo 26-27
Q_{27-26}	0,003124	Fluxo de Potência Reativa Ramo 27-26
Q_{26}	0,011847	Injeção de Potência Reativa Barra 26
Q_{27}	0,008522	Injeção de Potência Reativa Barra 26
Máximo Valor Encontrado no Teste		
Q_{25-139}	0,022205	Fluxo de Potência Reativa Ramo 25-139

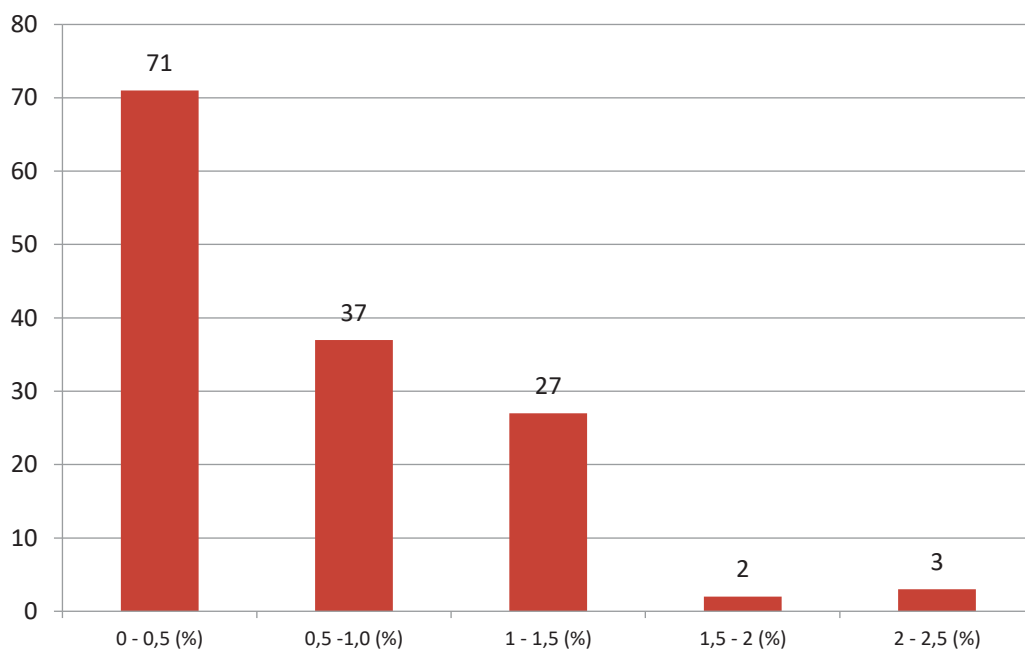
FONTE: A autora (2021)

A análise dos dados apresentados na TABELA 12, nos permite verificar que o máximo valor de resíduo encontrado não supera mais o limiar estabelecido e ainda que, as medidas cujos resíduos ultrapassaram o valor estabelecido, não sendo, contudo, o máximo valor encontrado, apresentam resíduos dentro do limite aceitável, o que implica na conclusão de que, os valores indicavam apenas propagação de erro.

Uma vez eliminadas do processo de medição, a análise dos desvios de estimação pode ser refeita. O GRÁFICO 8 apresenta os resultados do EMMGD após a eliminação da medida ativa incorreta do plano de medição. Percebe-se que, diferentemente do GRÁFICO 6, no GRÁFICO 8 o máximo desvio de estimação não ultrapassa 2,5% do valor relativo à microgeração, que é de 75 kW.

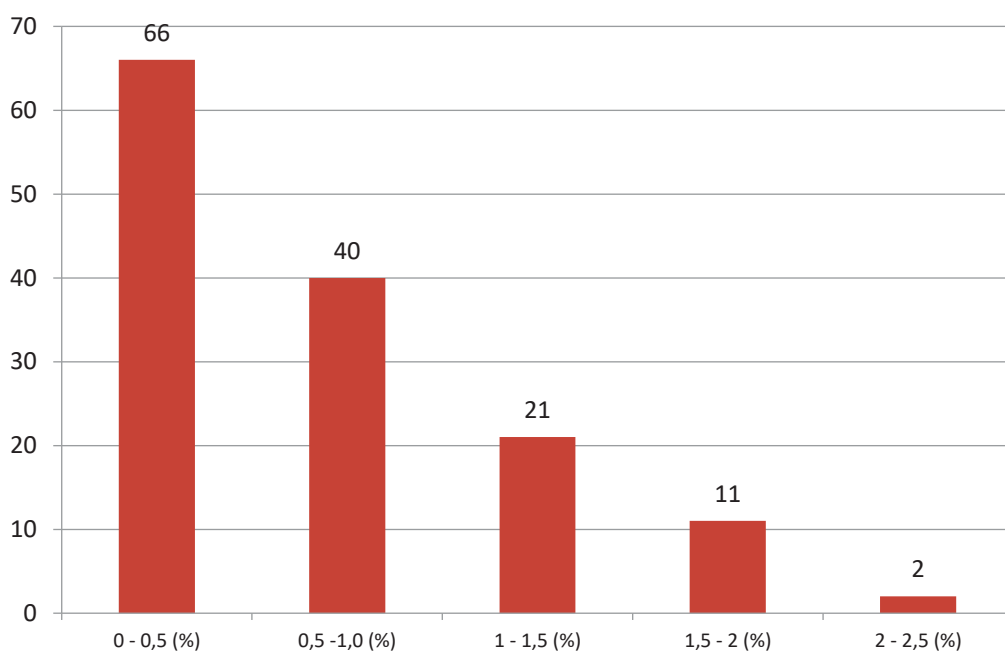
O GRÁFICO 9 apresenta os resultados de desvios de estimação após a eliminação da medida reativa incorreta do plano de medição. Da mesma forma, o GRÁFICO 9 revela que o máximo desvio não ultrapassa o limite de 2,5% do valor da microgeração que é de 75 kW.

GRÁFICO 8 - DISTRIBUIÇÃO DE FREQUÊNCIA DAS BARRAS X DESVIOS DE ESTIMAÇÃO PERCENTUAL COM ELIMINAÇÃO DA MEDIDA ATIVA INCORRETA



FONTE: A autora (2021)

GRÁFICO 9 - DISTRIBUIÇÃO DE FREQUÊNCIA DAS BARRAS X DESVIOS DE ESTIMAÇÃO PERCENTUAL COM ELIMINAÇÃO DA MEDIDA REATIVA INCORRETA



FONTE: A autora (2021)

Ambas as análises demonstram que, uma vez removida do plano de medição os erros grosseiros, o desempenho da ferramenta volta a ser o encontrado na Seção 5.2 quando da inexistência de erro grosseiro nas medições.

Se, em alguma das análises, relativa à parte ativa ou relativa à parte reativa, persistissem valores acima do limiar estabelecido, estas medidas deveriam ser consideradas suspeitas de conterem erro grosseiro e o processo deveria ser executado novamente. Esta dinâmica se repete até que não se encontre no vetor resultante do teste nenhum valor acima do limite.

Simulações contemplando erros grosseiros múltiplos podem ser encontradas no APÊNDICE 3.

5.4 ANÁLISE DO IMPACTO NA NORMALIZAÇÃO COMPLEXA

Conforme mencionado anteriormente, sistemas de distribuição e transmissão tem características físicas diferentes que dificultam a utilização das mesmas formulações ou algoritmos, sem a necessidade de adaptações e ajustes. Ocorre que, as mudanças inseridas nos SDs nos últimos anos, aproximam gradativamente, o modo de operação destes aos da transmissão. No entanto, a diferença com relação às relações X/R , que são mais baixas nos SDs, permanecem inalteradas.

Esta diferença é intrínseca ao sistema de distribuição e ocorre porque, diferentemente das linhas do sistema de transmissão, as linhas da distribuição não tem uma característica indutiva¹⁶ sendo a adoção da normalização complexa por unidade, uma forma de contornar este obstáculo sem adicionar um custo computacional elevado às formulações.

Para enriquecer as análises apresentadas, optou-se por apresentar os resultados de vários sistemas testes. Estes sistemas são alguns dos que foram utilizados ao longo do desenvolvimento deste trabalho para construção e consolidação de cada etapa, sendo eles:

- a) Sistema de distribuição com 22 barras – Case22;
- b) Sistema de distribuição com 69 barras – Case69;

¹⁶ O valor da reatância em linhas de transmissão pode chegar à 16 vezes o valor da resistência.

- c) Sistema de distribuição com 85 barras – Case85;
- d) Sistema de distribuição com 141 barras – Case141.

Estes sistemas podem ser encontrados na biblioteca do Matpower, versão 7.0 (ZIMMERMAN, 2019). A TABELA 13 apresenta a potência de base de cada um dos sistemas e o ângulo de base adotado para aplicação da normalização complexa.

TABELA 13 - VALORES DE BASE DOS SISTEMAS TESTE

Sistema Teste	Potência de Base [MVA]	Ângulo de Base [graus]
22 barras - Case22	10	62,87
69 barras - Case69	10	52,49
85 barras - Case85	10	66,53
141 barras - Case141	141	47,26

FONTE: A autora (2021)

A potência de base, é a informada para cada sistema teste e, segundo à qual, a normalização convencional foi aplicada. O ângulo de base de cada sistema, por sua vez, foi calculado segundo a expressão (4.8). Este ângulo de base é utilizado, de acordo com o que foi demonstrado neste documento, para normalizar os parâmetros de entrada e as quantidades medidas dos sistemas segundo a normalização complexa de forma a elevar a relação X/R e permitir a utilização do EEDM nesta aplicação.

A TABELA 14 apresenta os valores calculados para o α_{med} , expressão (4.6), que representa o valor médio da relação X/R em radianos antes e depois da aplicação da normalização complexa por unidade. Por simplicidade, os valores estão apresentados em graus.

TABELA 14 - VALOR MÉDIO DA RELAÇÃO X/R EM GRAUS EM AMBAS AS NORMALIZAÇÕES

Sistema Teste	Ângulo de Base [graus]	α_{med} Normalização Convencional [graus]	α_{med} Normalização Complexa [graus]
Case22	62,87	27,22	90,10
Case69	52,49	32,73	85,23
Case85	66,53	24,49	88,02
Case141	47,26	34,35	81,61

FONTE: A autora (2021)

A observação da terceira e quarta coluna da TABELA 14 nos permite constatar que a aplicação da normalização complexa elevou todos os valores médios da relação X/R . A informação do ângulo de base foi intencionalmente repetida na segunda coluna, para demonstração da expressão (4.5) cuja análise revela que o novo valor médio da relação X/R é dado em função do ângulo de base adotado.

Finalmente, a TABELA 15 apresenta a performance obtida em cada caso, quando os sistemas são submetidos ao EEDM com aplicação da normalização convencional e com a aplicação da normalização complexa. Na TABELA 15 I_p é o número de iterações relativas a parte ativa e I_Q o número de iterações relativas a parte reativa.

TABELA 15 - IMPACTO DA NORMALIZAÇÃO NO ESTIMADOR DE ESTADOS

Sistema Teste	N de Iterações / Normalização Convencional [pu]	N de Iterações / Normalização Complexa [cpu]
Case22	Não converge;	$I_p = 36$ e $I_Q = 37$
Case69	Não converge;	$I_p = 37$ e $I_Q = 38$
Case85	Não converge;	$I_p = 18$ e $I_Q = 19$
Case141	Não converge;	$I_p = 44$ e $I_Q = 45$

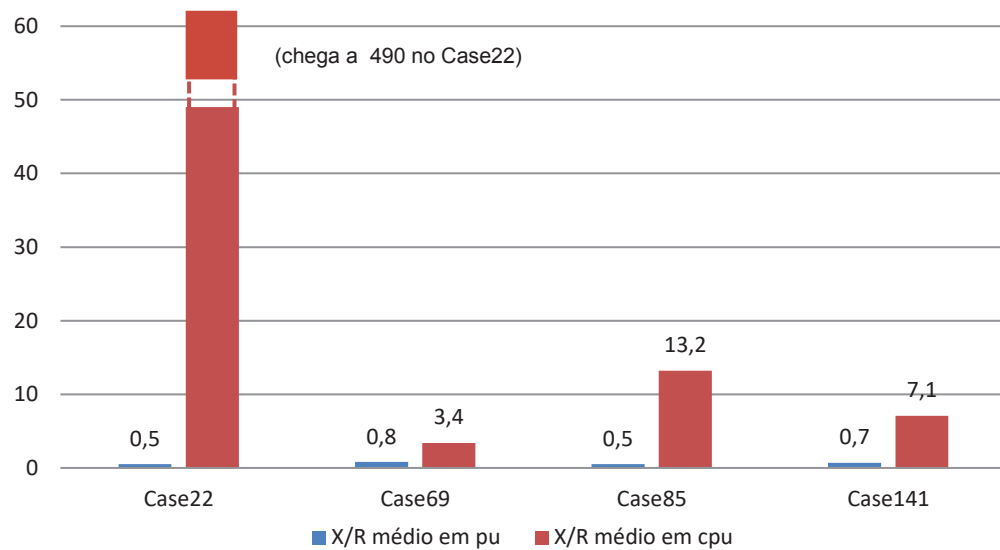
FONTE: A autora (2021)

A análise das informações da TABELA 15 nos permite constatar que não há convergência quando os parâmetros de entrada dos sistemas em teste são normalizados segundo normalização convencional em nenhum dos casos analisados. A terceira coluna da TABELA 15, entretanto, demonstra que, quando uma potência de base complexa é adotada, é possível obter a estimação de estados pelo estimador desacoplado no modelo, em todos os casos.

Uma outra forma de se efetuar a análise do impacto da aplicação da normalização complexa é através da comparação dos valores absolutos da relação X/R . O GRÁFICO 10 apresenta esta comparação.

Conforme pode ser observado no GRÁFICO 10, em todos os casos houve um aumento da relação X/R . Esta forma de normalização permite que os algoritmos que foram concebidos para os sistemas de transmissão, com linhas mais indutivas ($X \gg R$) sejam usados nos sistemas de distribuição, através da simulação destas características.

GRÁFICO 10 - MÓDULO DA RELAÇÃO X/R MÉDIA DOS SISTEMAS EM PU E CPU



FONTE: A autora (2021)

5.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo apresenta-se os resultados e as discussões sobre os principais temas abordados nesta proposta. Testes realizados em um sistema real de distribuição de 141 barras, demonstram a viabilidade e a confiabilidade dos dados fornecidos pelo EMMGD. Para a avaliação do desempenho da ferramenta, erros aleatórios foram inseridos para simular um ambiente de medição real e seu impacto, igualmente analisado. Os resultados demonstram a importância de se construir um ambiente de simulação o mais compatível possível com o cenário real de medição, permitindo a obtenção de resultados mais confiáveis para que análise do desempenho seja feita adequadamente o incremento de erros aleatórios afeta o desempenho da ferramenta e o contrário, quando medidas perfeitas são usadas nas simulações, pode gerar uma falsa análise de desempenho.

A presença de erros grosseiros no plano de medição também foi investigada. Os testes demonstram a importância deste tipo de análise no processo de estimação de estados. Foi demonstrado que a presença de erro grosseiro pode ser detectada e identificada pela utilização do Teste do Máximo Resíduo Normalizado, cuja presença de medida suspeita é identificada pela comparação dos valores de resíduos normalizados à um limiar previamente estabelecido. Também foi demonstrado que a presença de erros grosseiros no processo de estimação

compromete os resultados do EMMGD, ressaltando a importância da etapa de detecção e identificação de erros grosseiros possível no processo de estimação de estados.

A normalização complexa, utilizada em substituição a normalização convencional, permite que Fluxo de Potência Desacoplado Rápido e Estimador de Estados Desacoplado no Modelo seja utilizado em sistemas de distribuição através da elevação da relação X/R . Neste capítulo apresentou-se os resultados destas aplicações quando ambas as normalizações são utilizadas. Também são apresentados os resultados médios da relação X/R para ambas as normalizações.

6 CONCLUSÕES

Este trabalho apresenta uma ferramenta capaz de lidar com a intermitência no suprimento de energia associada às fontes de micro e minigeração, contemplando a base teórica e a base matemática necessárias para a compreensão e execução da proposta. Nenhum documento, contudo, esgota o assunto ao qual se refere e para isso, sugere-se a utilização das referências citadas, em complemento ao texto.

O incremento de geração distribuída no sistema elétrico tem claramente uma característica dual: vista de um ângulo é a aposta mais adequada para as necessidades atuais, vista de outro, traz junto consigo uma série de mudanças que se refletem em desafios que exigem ações conjuntas das operadoras e do meio acadêmico e é com este olhar que este trabalho foi produzido.

A ferramenta proposta utiliza o processo de estimação de estados e, através de uma formulação adequada, informa ao operador do sistema elétrico a atividade das fontes de micro e minigeração: o ponto de conexão da fonte na rede elétrica, e o valor gerado por cada uma dessas unidades. A escolha por métodos clássicos se deu não apenas por estes já terem seu uso reconhecido entre os operadores do sistema elétrico, mas também porque o cenário, em profunda modificação, pede urgência na oferta de novas ferramentas que contemplem a presença destas fontes nos sistemas. A normalização complexa por unidade concede permissão para utilização de algoritmos que, historicamente, vinham sendo usados apenas no sistema de transmissão. Conforme GRÁFICO 1, apresentado no Capítulo 1, o número de unidades instaladas aumenta anualmente e espera-se uma explosão para os próximos anos. Isso exige esforços rápidos e conjuntos.

Todo estudo teórico realizado ao longo desta pesquisa forneceu os conhecimentos necessários para compreensão do sistema de distribuição, agora, convenientemente chamado de sistema ativo de distribuição. Vale destacar que se elegeu alguns trabalhos mais relevantes para fazer parte do documento, não sendo, contudo, a totalidade de todo o estudo teórico realizado, apenas representativo.

Algoritmos foram produzidos para executar o encadeamento adequado à proposta, proporcionando não apenas a concretização em si, mas igualmente o aprendizado na área de programação o que foi também necessário para utilização de pacotes computacionais desenvolvidos no grupo de pesquisa ao qual este

trabalho está inserido, para que os ajustes necessários às especificidades desta proposta fossem contemplados. Os resultados obtidos com as simulações e testes demonstraram a viabilidade e a confiabilidade associadas a ferramenta proposta.

Finalmente, a análise de erros grosseiros contemplou igualmente o estudo teórico e a formulação do algoritmo necessária para a realização do Teste do Máximo Resíduo Normalizado (TMRN), que se mostrou adequado para detecção e identificação da presença de erros grosseiros em medidas do plano de medição. Além da eficiência do TMRN, os resultados obtidos revelam a importância desta etapa no processo, sob pena de que, dispensada, e caso existam medidas contendo erro grosseiro no plano de medição, a solução fornecida pela ferramenta proposta fica comprometida.

Dentre todas as necessidades e desafios existentes no novo cenário de expansão da geração distribuída, pode-se afirmar que a intermitência no funcionamento das fontes renováveis está dentre os aspectos mais importantes a serem tratados para que o uso deste recurso seja feito de forma otimizada, motivando a prioridade ao tema dada nesta pesquisa. A resposta da estimação de estados é obtida e atualizada em intervalos cada vez menores nos sistemas de controle modernos. Esta atualização associada a ferramenta proposta permite ao operador monitorar a intermitência de funcionamento das GD, como é o caso de fontes de microgeração dependentes de luz solar, as quais podem mudar drasticamente o nível de potência fornecida ao sistema em intervalos de minutos.

Na sequência, são apresentadas outras necessidades que podem ser contempladas para que os níveis de confiabilidade e segurança sejam preservados com a entrada das GDs.

6.1 RECOMENDAÇÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Como continuidade desta pesquisa, as seguintes abordagens são sugeridas:

- Avaliação de erros grosseiros múltiplos e seu impacto no processo de EEMMGD;
- EEMMGD considerando erros também nos parâmetros da rede elétrica;
- Extensão da avaliação feita contemplando a análise dos limites de tensão e possíveis manobras no uso das fontes para manutenção dos limites de segurança;

- Análise da ferramenta proposta com plano de medição real permitindo a avaliação da observabilidade e formas de tratamento para sistemas não observáveis ou com ilhas não observáveis;
- Avaliação da EEMMGD com modelagem trifásica.

REFERÊNCIAS

ABUR, A.; EXPÓSITO, A. G. **Power System State Estimation - Theory and Implementation**. New York: Marcel Dekker, 2004.

AL-WAKEEL, A.; WU, J.; JENKINS, N. State estimation of medium voltage distribution networks using smart meter measurements. **Applied Energy**, v. 184, p. 207–218, 2016.

ANEEL. **Resolução Normativa nº482, de 2012 da Aneel**, 2012. Disponível em: [Http://www2.aneel.gov.br/cedoc/bren2012482.pdf](http://www2.aneel.gov.br/cedoc/bren2012482.pdf). Acesso em: junho de 2020.

ANEEL. Nota Técnica , **de 2012 da Aneel nº 0056/2017**, 2017. Disponível em: https://www.aneel.gov.br/documents/656827/15234696/Nota+Técnica_0056_PROJE CÕES+GD+2017/

ANEEL. **Resolução Normativa nº687, de 2015 da Aneel**, 2015. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>. Acesso em: junho de 2020.

ANEEL. **Cadernos Temáticos ANEEL. Micro e Minigeração Distribuída. Sistema de Compensação de Energia Elétrica**. 2016. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/livros>. Acesso em: junho de 2020.

ANEEL. **PRODIST – Acesso ao Sistema de Distribuição**. 2017. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/modulo-3>. Acesso em: junho de 2020.

ANEEL. **Resolução Normativa nº786, de 2017 da Aneel**, 2017. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2017786.pdf>. Acesso em: junho de 2020.

ANEEL. **Informações Compiladas e Mapa**, 2021. Disponível em: <http://app.powerbi.com/>. Acesso em 27 de abril de 2021.

BAGHERI, A.; MONSEF, H.; LESANI, H. Integrated distribution network expansion planning incorporating distributed generation considering uncertainties , reliability , and operational conditions. **International Journal of Electrical Power and Energy Systems**, v. 73, p. 56–70, 2015.

BRAUNSTEIN, S. H. **Abordagem Geométrica para o Tratamento de Erros Grosseiros na Estimação de Estados Trifásica em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica**. 2016. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2016.

ALBERTINI, M. R. M. C. **Metodologia para Depuração Off-Line de Parâmetros Série e Shunt e Linhas de Transmissão Através de Diversas Mostras de medidas**. 2010. Tese (Doutorado em Ciências) - Programa de Engenharia Elétrica, Escola de Engenharia de São Carlos, São Carlos, 2010.

BROWN, R. E.; FREEMAN, L. A. A. Analyzing the reliability impact of distributed generation. **Proceedings of the IEEE Power Engineering Society Transmission and Distribution Conference**, v. 2, p. 1013–1018, 2001.

CARVALHO, B. E. E; BRETAS, N. G. Analise da Robustes do Teste do Máximo Resíduo Normalizado para Processamento de Erros Grosseiros em medidas no Estimador de Estados WLS. **IV Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos - SBSE**, Goania, 2012.

CASTRO, N. J. DE; DANTAS, G. **Experiências Internacional em Geração Distribuída: Motivações, Impactos e Ajustes**. Rio de Janeiro: 2018.

CASTRO, N. J. DE; DANTAS, G.; BRANDÃO, R.; MOSZKOWICZ, M.; ROSENTAL, R. TDSE 67: **Perspectivas e Desafios da Difusão da Micro e da Mini Geração Solar Fotovoltaica no Brasil**. TDSE n 67. Rio de Janeiro: GESEL- Grupo de Estudos do Setor Elétrico, 2016.

CHAVES, F. D. M. C. **Serviços ancilares através da geração distribuída: reserva de potência ativa e compensação de reativos**. 2009. Tese (Doutorado em Planejamento de Sistemas Energéticos) - Programa de Pós Graduação de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2009.

COELHO, C. S. S.; PORTELINHA, R. K.; LOURENÇO, E. M.; Tortelli, O. L. Gerador de medidas trifásico para estudos de estimação de estados em sistemas de distribuição emergentes. **IEEE Induscon 2016**, v. 1. p. 1-6.

COLOMBO, Jean Luca. **Monitoração em Tempo Real de Sistemas de Distribuição Considerando os Efeitos de Geração Distribuída**. 2016. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2016.

CRUZ, Daniel Tavares. **Micro e Minigeração Solar e Eólica no Brasil**: propostas para desenvolvimento do setor. 2015. Dissertação (Mestrado Ciências) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2015.

DELLA GIUSTINA, D.; PAU, M.; PEGORARO, P. A.; PONCI, F.; SULIS, S. Electrical distribution system state estimation: Measurement issues and challenges. **IEEE Instrumentation and Measurement Magazine**, v. 17, n. 6, p. 36–42, 2014.

DUGAN, R. C.; MCDERMOTT, T. E. Operating conflicts for distributed generation on distribution systems. **Papers - Rural Electric Power Conference**, p. A3/1-A3/6, 2001.

FREITAS, B. M. R. DE; HOLLANDA, L. **Micro e Minigeração no Brasil** : Viabilidade Econômica e Entraves do Setor. Rio de Janeiro: FGV Energia, maio de 2015.

FREUND, R. S. **Implantação da Função da Estimação de Estados em um Sistema de Gerenciamento de Energia**. 2006. Dissertação (Mestrado em Computação) - Universidade Federal Fluminense, Niterói, 2006.

GARCIA, A.; MONTICELLI, A.; ABREU, P. Fast Decoupled State Estimator and Bad data Processing. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems** , v. PAS 98 , n. 5, 1979.

HAFNNER, S. L. **Apostila: Modelagem e Análise do Sistema Elétrico em Regime Permanente**. Porto Alegre, 2007. Disponível em: http://slhaffner.phpnet.us/sistemas_de_energia_1/sel.html. Acesso em 2 de dezembro de 2020.

HORTON J. S.; MASIELLO, R.D. On-line decoupled observability processing. **IEEE PAS Summer Meeting**, México, 1977.

ISMAEL, S. M.; ABDEL ALEEM, S. H. E.; ABDELAZIZ, A. Y.; ZOBAA, A. F. State-of-

the-art of hosting capacity in modern power systems with distributed generation.

Renewable Energy, v. 130, p. 1002–1020, 2019. Elsevier Ltd.

JESUS, S. K.; VALE, M. B. S.; RODRIGUES, A.B.; SILVA, M.G. Estimação de Estados em Redes de Distribuição via Meta-Heurísticas. **XIII Simpósio Brasileiro de Automação Inteligente**. Porto Alegre, 2017.

LI, P.; ZHANG, C.; FU, X.; SONG, G.; WANG, C.; WU, J. Determination of Local Voltage Control Strategy of Distributed Generators in Active Distribution Networks Based on Kriging Metamodel. **IEEE Access**, v. 7, p. 34438–34450, 2019.

LIMA, L. F. G. S. **Estimação de Estados com Dispositivos TCSC via Método Desacoplado-Rápido Modificado**. 2020. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Programa de Pós Graduação de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Paraná, Curitiba, 2019.

MONTICELLI, A. J. **Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica**. São Paulo: Edgard Blücher, 1983.

MONTICELLI, A. J. **State estimation in Electric Power Systems** - A Generalized Approach. USA: Editora Springer, 1999.

MONTICELLI, A. J. Electric power system state estimation. **Proceedings of the IEEE**, v. 88, n.2, p.262-282, 2000.

MONTOYA-BUENO, S.; MUÑOS-HERNÁNDEZ, J.I.; CONTRERAS, J. Uncertainty management of renewable distributed generation. **Journal of Cleaner Production**, v. 138, p. 103-118, 2016.

MUÑOZ-DELGADO, G.; CONTRERAS, J.; ARROYO, J. M. Joint Expansion Planning of Distributed Generation and Distribution Networks. **IEEE Transaction on Power Systems**, v. 30, n. 5, p. 2579–2590, 2015.

NAKABAYASHI, Rennyio Kunizo. **Microgeração fotovoltaica no Brasil**: condições atuais e perspectivas futuras. 2014. Dissertação (Mestrado em Ciências) - Programa de Pós-Graduação em Energia, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2014.

NOGUEIRA, E. M.; PORTELINHA, R. K.; LOURENÇO, E. M.; TORTELLI, O. L.; PAL, B. C. Novel approach to power system state estimation for transmission and distribution systems. **IET Generation, Transmission and Distribution**, v. 13, n. 10, p. 1970–1978, 2019.

NOGUEIRA, E. M. M. **Estimação de Estados para Sistemas de Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica via Abordagem Desacoplada**. 2019. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - Programa de Pós Graduação de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Paraná, Curitiba, 2019.

OOI, B. T.; MCGILLIS, D.; GALIANA, F. D.; MARCEAU, R. The Potential of Distributed Generation to Provide Ancillary Services. **Power Engineering Society Summer Meeting** , v. 3, p. 1762–1767, 2000.

OTHMAN, M. M.; AHMED, M. H.; SALAMA, M. M. A. A Coordinated Real-Time Voltage Control Approach for Increasing the Penetration of Distributed Generation. **IEEE Systems Journal**, v. 14, n. 1, p. 699–707, 2020.

PEPERMANS, G.; DRIESEN, J.; HAESELDONCKX, D.; BELMANS, R.; D'HAESELEER, W. Distributed generation : definition , benefits and issues. **Energy Policy** , v. 33, p. 787–798, 2005.

PEREIRA, Caio Oriente. **Análise de Metodologias de Controle de Tensão em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica com Elevada Penetração de Mini e Microgeração**. 2017. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2017.

PRIMADIANTO, A.; LU, C. N. A Review on Distribution System State Estimation. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 32, n. 5, p. 3875–3883, 2017.

RAGHAVENDRA, P.; GAONKAR, D. N. Online voltage estimation and control for smart distribution networks. **Journal of Modern Power Systems and Clean Energy**, v. 4, n. 1, p. 40–46, 2016.

HORISBERGER, H. P.; Richard, J.C.; ROSSIER, C. A Fast Decoupled Static State Estimator for Electric Power Systems. **IEEE Transactions on Power Apparatus**

and Systems , v. PAS-95 , n. 1, 1976.

SANTOS, C. F. H.; LOURENÇO, E. M.; TORTELLI, O. L. Estimador de Geração Distribuída em Tempo Real via Normalização Complexa por Unidade e Estimação de Estados. Artigo submetido ao: **XXIII Congresso Brasileiro de Automática. Porto Alegre**, 2020.

SCHWEPPE, F. C.; HANDSCHIN, E.J. Static State Estimation in Electric Power System. **Proceedings of the IEEE**, v. 62, n. 07, p.972-982, 1974.

SAPATEL, Marissol Merussi. **Impactos Econômicos e Sociais da Micro e Minigeração Distribuídas de Energia Elétrica**. 2020. Dissertação (Mestrado em Agronegócio) - Escola de Economia de São Paulo, Fundação Getúlio Vargas, São Paulo, 2020.

SANTOS, Mariana Carneiro. **Monitoramento em Tempo real da Geração Distribuída em Sistema de Distribuição**. 2006. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2006.

SCHILLING, M. T.; MARTINS, N; GOMES, P; LIMA, J.W. Geração Distribuída: Vantagens, Problemas e Perspectivas. **XV SNPTTE Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica**. Foz do Iguaçu, 1999.

SILVA, A. A. C.; OLIVEIRA FILHO, O. D. Q. DE; ARAÚJO, A. M.; *et al.* Análise Das Atuais Políticas De Incentivo À Mini E Microgeração Distribuída E Da Certificação De Aerogeradores De Pequeno Porte No Brasil. **Brazilian Journal of Development**, Curitiba, v. 6, n. 7, p. 52217–52235, 2020.

SIMÕES COSTA, A. **Apostila: Método da Equação Normal**. Florianópolis. Disponível em: <<https://simoes.sites.ufsc.br/assp/assp3.pdf>>. Acesso em 2 de dezembro de 2020.

SOETHE, G. C.; BLANCHET, L. A. Geração distribuída e desenvolvimento sustentável. **A&C - Revista de Direito Administrativo & constitucional**, Belo Horizonte, ano 20, n. 79, p. 233-257 , 2020.

SOUZA, Aline Terezinha. **Monitoração da Geração Distribuída em Sistemas de Distribuição via Testes Geométricos de Colinearidade**. 2008. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2008.

STOTT, B.; ALSAÇ, O. Fast Decoupled Load Flow. **IEEE PES Summer Meeting & EHV/UHV Conference**, Vancouver, n. 3, p. 859–869, 1973.

TORTELLI, O. L.; LOURENCO, E. M.; GARCIA, A. V.; PAL, B. C. Fast decoupled power flow to emerging distribution systems via complex PU normalization. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 30, n. 3, p. 1351–1358, 2015.

WAN, C.; LIN, J.; GUO, W.; SONG, Y. Maximum Uncertainty Boundary of Volatile Distributed Generation in Active Distribution Network. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 9, n. 4, p. 2930–2942, 2018.

WATITWA, J.; AWODELE, K. A Review on Active Distribution System State Estimation. **Proceedings - 2019 Southern African Universities Power Engineering Conference/Robotics and Mechatronics/Pattern Recognition Association of South Africa, SAUPEC/RobMech/PRASA 2019**, p. 726–731, 2019.

ZHAO, J.; GÓMEZ-EXPÓSITO, A.; NETTO, M.; *et al.* Power System Dynamic State Estimation: Motivations, Definitions, Methodologies, and Future Work. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 34, n. 4, p. 3188–3198, 2019.

Zimmerman, R. D.; Murillo-Sanchez C. E. MATPOWER (Version 7.0) [Software]. Disponível: <https://matpower.org>.

APÊNDICE 1 – SOLUÇÃO DO ESTIMADOR DE MICRO E MINIGERAÇÃO PARA O SISTEMA TESTE DE 141 BARRAS

(continua)

Barra	Cenário de Operação A Sem GD		Cenário de Operação B GD em 30% barras		Cenário de Operação C GD em 50% barras	
	GD [MW]	EMMGD [MW]	GD [MW]	EMMGD [MW]	GD [MW]	EMMGD [MW]
2	-	0,000079	-	0,000220	-	-0,000460
3	-	-0,000867	-	-0,000093	0,1	0,099380
4	-	0,000295	-	-0,000934	-	-0,000507
5	-	-0,000910	1	0,999500	0,05	0,049740
6	-	0,000479	-	0,000580	-	-0,000420
7	-	0,000716	-	-0,000513		0,001003
8	-	0,000275	0,03	0,030617	0,03	0,030079
9	-	0,000350	-	0,000078	-	-0,000032
10	-	-0,000584	-	-0,000268	0,05	0,049395
11	-	-0,000372	-	-0,000962	-	-0,000479
12	-	0,000958	-	0,000133	0,03	0,030877
13	-	0,000940	0,04	0,040667	0,04	0,040326
14	-	0,000698	-	-0,000612	-	-0,000393
15	-	0,000287	-	-0,000481	-	0,000509
16	-	0,000044	-	0,000991	-	0,000662
17	-	-0,000102	2	1,999738	0,05	0,049395
18	-	-0,000049	-	0,000724	0,001	0,001957
19	-	-0,000281	-	0,000561	0,01	0,008975
20	-	-0,000004	0,01	0,009361	0,01	0,010380
21	-	-0,001047	1	1,000514	0,02	0,020271
22	-	0,000686	0,03	0,029629	0,03	0,029233
23	-	-0,000057	-	0,000852	-	-0,000241
24	-	-0,000139	0,005	0,004942	0,005	0,004435
25	-	-0,000127	-	0,000294	-	-0,000125
26	-	0,000576	-	-0,000706	0,1	0,100243
27	-	-0,000735	-	0,000432	-	0,000049
28	-	-0,000425	-	-0,000023	0,1	0,099330
29	-	0,000534	-	-0,000474	-	-0,000068
30	-	-0,000218	0,1	0,098787	0,1	0,100454
31	-	0,000034	-	-0,000319	-	-0,000023
32	-	-0,000382	0,05	0,049991	0,05	0,050427

(continua)

33	-	0,000556	-	0,000024	-	0,000519
34	-	-0,000008	-	-0,000079	0,05	0,050482
35	-	0,000525	-	0,000259	-	0,000136
36	-	-0,000739	-	0,000058	0,05	0,050146
37	-	0,000082	-	-0,000381	-	0,000082
38	-	0,000101	0,05	0,049113	0,05	0,049289
39	-	-0,000273	-	0,000270	-	0,000443
40	-	0,000274	1	1,000510	0,05	0,050027
41	-	-0,000051	-	-0,000834	-	0,000099
42	-	0,000306	-	-0,000269	0,03	0,029314
43	-	0,000097	-	-0,000393	-	-0,000348
44	-	-0,000206	0,04	0,039933	0,04	0,038834
45	-	-0,000048	-	0,000442	-	0,000679
46	-	0,000205	-	0,000885	0,01	0,011688
47	-	0,000128	-	-0,000037	-	-0,000502
48	-	-0,000223	0,1	0,099743	0,1	0,099642
49	-	0,001402	-	-0,000538	-	-0,000554
50	-	-0,000223	-	0,000079	0,01	0,010460
51	-	-0,000713	-	-0,000562	-	0,000403
52	-	-0,000682	0,05	0,050308	0,05	0,049685
53	-	-0,000186	-	0,000383	-	0,000029
54	-	-0,000747	0,1	0,099853	0,1	0,101084
55	-	-0,000558	-	-0,000571	-	0,000486
56	-	-0,000031	0,01	0,008252	0,01	0,010178
57	-	-0,000077	-	0,001206	-	-0,000066
58	-	-0,001019	0,2	0,199335	0,2	0,200261
59	-	0,000434	-	0,000511	-	-0,000250
60	-	-0,000837	0,1	0,100525	0,1	0,100513
61	-	0,000620	-	0,000330	-	0,000369
62	-	-0,000035	-	-0,000377	0,1	0,099430
63	-	0,000450	-	-0,000379	-	-0,000495
64	-	0,000989	0,1	0,099964	0,1	0,099044
65	-	-0,000289	-	-0,000433	-	0,000410
66	-	-0,000459	0,1	0,100856	0,1	0,100008
67	-	-0,000264	-	0,000058	-	0,000890
68	-	-0,000062	-	-0,000270	0,05	0,049452
69	-	0,000000		0,000889	-	-0,000132
70	-	-0,000181	0,03	0,030556	0,03	0,029525

(continua)

71	-	0,000718	-	0,000814	-	-0,000129
72	-	0,000388	-	-0,000771	0,03	0,030096
73	-	0,000390	-	-0,000292	-	0,000627
74	-	-0,000293	0,03	1,500337	0,03	0,029558
75	-	0,000858	-	0,000850	-	-0,000001
76	-	0,000521	-	-0,000319	0,03	0,030005
77	-	-0,000257	-	-0,000323	-	-0,000125
78	-	-0,000631	0,01	0,010112	0,01	0,010628
79	-	-0,000220	-	-0,000640	-	-0,000368
80	-	0,000170	0,3	0,299918	0,3	0,300013
81	-	0,000284	-	-0,000057	-	0,000316
82	-	0,000167	0,05	0,050780	0,05	0,049676
83	-	-0,000524	-	-0,000173	-	-0,000208
84	-	-0,000149	-	-0,000085	0,1	0,099920
85	-	0,000614	-	-0,000042	-	-0,000509
86	-	0,000411	0,1	0,100064	0,1	0,101037
87	-	-0,000353	-	0,000291	-	-0,000480
88	-	0,000107	-	-0,000258	0,1	0,100050
89	-	0,000738	-	-0,000396	-	0,000505
90	-	-0,000437	0,05	0,050483	0,05	0,050233
91	-	0,000787	-	-0,000384	-	-0,000011
92	-	-0,000738	-	0,000521	0,05	0,049414
93	-	0,000413	-	-0,000380	-	-0,000941
94	-	-0,000399	0,05	0,049001	0,05	0,050835
95	-	-0,000017	-	0,000326	-	0,000479
96	-	-0,001619	0,05	0,050807	0,05	0,051237
97	-	-0,000062	-	-0,000359	-	-0,000418
98	-	0,000391	-	-0,000091	0,1	0,100050
99	-	0,000034	-	0,000067	-	-0,001268
100	-	0,000159	0,2	0,200357	0,2	0,200721
101	-	-0,000111	-	-0,000244	-	-0,000353
102	-	-0,000395	0,1	0,100362	0,1	0,100515
103	-	-0,000658	-	0,000135	-	-0,000595
104	-	0,000642	-	-0,000002	-	-0,000126
105	-	0,000318	0,05	0,049903	0,05	0,049447
106	-	-0,000029	-	-0,000084	-	0,000975
107	-	0,000197	0,2	0,200026	0,2	0,200296
108	-	0,000348	-	-0,000693	-	-0,000426

(conclusão)

109	-	-0,000274	-	0,000733	0,2	0,199961
110	-	0,000183	-	0,000115	-	-0,000088
111	-	0,000193	0,05	0,050649	0,05	0,049906
112	-	-0,000201	-	-0,000302	-	0,000093
113	-	0,000244	-	0,000653	-	0,000229
114	-	-0,001730	-	0,000049	-	-0,000446
115	-	0,000309	-	0,000568	0,05	0,050269
116	-	-0,000015	-	-0,000400	-	-0,000392
117	-	0,000016	-	0,000644	-	0,000029
118	-	-0,000065	1	1,000637	0,05	0,050250
119	-	-0,000544	-	-0,000985	-	-0,000849
120	-	-0,001336	-	0,000182	-	0,000538
121	-	0,001021	0,04	0,039197	0,04	0,040126
122	-	-0,000948	-	-0,000598	-	0,000281
123	-	0,000208	-	-0,000266	-	-0,000105
124	-	-0,001500	0,03	0,030408	0,03	0,029615
125	-	0,001607	-	0,000371	-	0,000253
126	-	0,000176	-	0,000569	-	-0,000235
127	-	-0,000194	0,03	0,029736	0,03	0,030551
128	-	-0,000742	-	0,000364	-	-0,000104
129	-	-0,000129	-	-0,000966	-	-0,000498
130	-	0,000384	0,03	0,030393	0,03	0,030343
131	-	-0,000527	-	-0,000512	-	0,001175
132	-	0,000276	-	-0,000071	-	-0,000867
133	-	0,000589	0,04	0,040414	0,04	0,040435
134	-	0,000852	-	0,000699	-	-0,000852
135	-	0,000332	-	-0,000501	-	0,000176
136	-	-0,000034	0,05	0,050172	0,05	0,049597
137	-	0,000093	-	-0,000404	-	-0,000129
138	-	-0,000334	-	-0,000030	-	0,001138
139	-	0,000579	0,03	0,029505	0,03	0,029642
140	-	0,000869	-	0,001081	-	-0,000733
141	-	0,000003	-	0,000673	-	0,000397

FONTE: A autora (2021)

APÊNDICE 2 – SOLUÇÃO DO ESTIMADOR DE MICRO E MINIGERAÇÃO PARA O CENÁRIO C1

(continua)

Barra	Fontes de GDs			EMMGD [MW]	EMMGD [Mvar]
	P [MW]	Q [Mvar]	FP		
2	-	-	-	-0,000687	-0,000290
3	0,1	-	1	0,100760	0,000339
4	-	-	-	-0,000553	-0,000347
5	0,05	-	1	0,049911	0,000207
6	-	-	-	-0,000143	0,000159
7	-	-	-	0,000295	0,000954
8	0,03	-	1	0,030102	0,000340
9	-	-	-	-0,000357	0,000058
10	0,05	-	1	0,049702	-0,000463
11	-	-	-	-0,001021	0,000509
12	0,03	-	1	0,029922	0,000520
13	0,04	-	1	0,040911	-0,001462
14	-	-	-	-0,000443	0,000209
15	-	-	-	-0,000268	-0,000390
16	-	-	-	-0,000659	-0,000012
17	0,05	-	1	0,050171	0,000170
18	0,001	-	1	0,000864	0,000098
19	0,01	-	1	0,009842	0,000453
20	0,01	-	1	0,010972	0,000440
21	0,02	-	1	0,019021	-0,001383
22	0,03	-	1	0,030498	0,000560
23	-	-	-	-0,000082	0,000415
24	0,005	-	1	0,005124	0,000484
25	-	-	-	0,000393	-0,000172
26	0,1	-	1	0,099755	-0,000821
27	-	-	-	-0,000103	-0,000791
28	0,1	-	1	0,100370	0,000164
29	-	-	-	0,000145	0,000968
30	0,1	-	1	0,099121	0,000470
31	-	-	-	0,001461	-0,001028
32	0,05	-	1	0,050050	0,000225
33	-	-	-	-0,000446	-0,000239
34	0,05	-	1	0,049925	-0,000002

(continua)

35	-	-	-	0,000400	-0,001068
36	0,05	-	1	0,050208	-0,000075
37	-	-	-	-0,000227	-0,000268
38	0,05	-	1	0,050214	0,000119
39	-	-	-	0,000733	0,000398
40	0,05	-	1	0,049391	-0,000195
41	-	-	-	0,000046	-0,000648
42	0,03	-	1	0,030118	-0,000253
43	-	-	-	-0,001674	0,000671
44	0,04	0,03	0,8	0,040813	0,031394
45	-	-	-	0,000207	-0,001523
46	0,01	0,0075	0,8	0,010251	0,007197
47	-	-	-	0,000660	0,000409
48	0,1	0,075	0,8	0,099932	0,074278
49	-	-	-	0,001197	0,000209
50	0,01	0,0062	0,85	0,009363	0,006589
51	-	-	-	0,000522	0,000142
52	0,05	0,031	0,85	0,050153	0,030358
53	-	-	-	-0,000459	0,000130
54	0,1	-	1	0,101285	-0,000768
55	-	-	-	0,000299	-0,000379
56	0,01	-	1	0,010233	0,000678
57	-	-	-	0,000542	-0,000528
58	0,2	-	1	0,199393	0,000066
59	-	-	-	0,000132	0,000355
60	0,1	-	1	0,100220	-0,000070
61	-	-	-	0,000018	-0,000184
62	0,1	0,075	0,8	0,099875	0,075314
63	-	-	-	0,000103	-0,000303
64	0,1	0,062	0,85	0,100706	0,061903
65	-	-	-	-0,000690	-0,000074
66	0,1	0,062	0,85	0,100612	0,061855
67	-	-	-	-0,000324	-0,000216
68	0,05	0,0375	0,8	0,050134	0,037857
69	-	-	-	-0,000536	0,000587
70	0,03	-	1	0,028807	-0,000189
71	-	-	-	-0,000269	0,000424
72	0,03	-	1	0,030364	-0,000019

(continua)

73	-	-	-	0,000417	-0,000016
74	0,03	-	1	0,029292	-0,000034
75	-	-	-	0,000738	0,000264
76	0,03	-	1	0,029832	0,000617
77	-	-	-	-0,001164	0,000161
78	0,01	0,0062	0,85	0,010108	0,006143
79	-	-	-	-0,000380	0,000086
80	0,3	-	1	0,299986	-0,001109
81	-	-	-	-0,000230	-0,000290
82	0,05	-	1	0,050463	0,000178
83	-	-	-	-0,000919	0,000331
84	0,1	-	1	0,100200	0,000756
85	-	-	-	-0,000687	-0,000667
86	0,1	-	1	0,099771	0,000590
87	-	-	-	0,000101	-0,000208
88	0,1	-	1	0,100069	0,000458
89	-	-	-	-0,000241	0,000717
90	0,05	-	1	0,049569	-0,000558
91	-	-	-	0,000427	-0,000982
92	0,05	-	1	0,050929	0,001202
93	-	-	-	-0,000049	-0,000372
94	0,05	-	1	0,050318	-0,001254
95	-	-	-	-0,000254	0,000879
96	0,05	-	1	0,050022	0,000318
97	-	-	-	0,000644	-0,000580
98	0,1	-	1	0,100218	-0,000352
99	-	-	-	0,000432	0,000556
100	0,2	-	1	0,199197	-0,000223
101	-	-	-	-0,000562	0,000307
102	0,1	-	1	0,099257	0,000559
103	-	-	-	0,001524	-0,001230
104	-	-	-	-0,000075	0,000590
105	0,05	-	1	0,049615	-0,000648
106	-	-	-	-0,000139	0,000991
107	0,2	-	1	0,199262	-0,000390
108	-	-	-	-0,000202	-0,000203
109	0,2	-	1	0,200233	0,000317
110	-	-	-	0,000256	0,000166

(conclusão)

111	0,05	-	1	0,049771	-0,000200
112	-	-	-	0,000231	-0,000420
113	-	-	-	0,000366	-0,000454
114	-	-	-	-0,000291	0,000524
115	0,05	-	1	0,049935	0,000037
116	-	-	-	-0,000045	0,000509
117	-	-	-	-0,000222	0,000075
118	0,05	-	1	0,050000	0,001167
119	-	-	-	-0,000678	0,000049
120	-	-	-	-0,000287	-0,000541
121	0,04	-	1	0,041208	0,000227
122	-	-	-	-0,000914	-0,000501
123	-	-	-	0,000832	0,000498
124	0,03	-	1	0,030839	0,000638
125	-	-	-	-0,001397	-0,000498
126	-	-	-	0,001313	0,000181
127	0,03	-	1	0,030540	0,000178
128	-	-	-	0,000256	-0,000937
129	-	-	-	-0,000220	0,000560
130	0,03	-	1	0,028919	-0,000237
131	-	-	-	0,000239	0,000365
132	-	-	-	-0,000401	-0,000086
133	0,04	-	1	0,040744	-0,000118
134	-	-	-	-0,000905	-0,000262
135	-	-	-	0,000838	-0,000214
136	0,05	-	1	0,050473	-0,000857
137	-	-	-	-0,000379	0,000188
138	-	-	-	0,000170	-0,000489
139	0,03	-	1	0,029946	0,000085
140	-	-	-	-0,000076	-0,000263
141	-	-	-	-0,001089	0,000816

FONTE: A autora (2021)

APÊNDICE 3 – SIMULAÇÕES COM ERRO GROSSEIRO MULTIPLO

Nas tabelas abaixo:

- RN é o resíduo normalizado;
- P_{k-m} é a medida de potência ativa no ramo km e;
- B_k é a medida de injeção de potência ativa na barra k .

TESTE 01 – INCLUINDO DOIS ERROS GROSSEIROS COM MAGNITUDE DE APROXIMADAMENTE 15 DESVIOS PADRÕES EM MEDIDAS DE FLUXO:

No TESTE 01 duas medidas corretas foram substituídas por medidas incorretas com erros grosseiros de magnitude de aproximadamente 15 (quinze) desvios padrões. Estas substituições estão apresentadas na Tabela A.

Tabela A				
Medida	Valor Correto	RN	Valor incorreto	Magnitude do erro
P_{3-4}	0,018832	0,025461	0,195715	≈ 15 desvios
P_{26-27}	-0,007063	0,018065	-0,182769	≈ 15 desvios

FONTE: A autora (2021)

Conforme descrito neste documento, o TMRN é executado após a estimação de estados e permite a detecção e identificação de medidas incorretas que devem ser substituídas ou eliminadas do plano de medição. Apenas a medida cujo maior resíduo associado, acima do limiar ($c > 3$), é eliminada do plano de medição e a estimação de estados é processada novamente permitindo nova análise. Esta dinâmica se repete até que no vetor de resíduos normalizados não se encontre nenhum valor acima do limiar.

No TESTE 01 os resultados obtidos no TMRN, nas etapas de detecção e identificação estão apresentados na Tabela B.

Condição 1: com as duas medidas incorretas;

Condição 2: com eliminação de P_{3-4} ;

Condição 3: com eliminação P_{26-27} .

Tabela B			
Detecção	Condição 1	Condição 2	Condição 3
	Medida e RN	Medida e RN	Medida e RN
	$P_{3-4} \rightarrow 15,048760$	$P_{26-27} \rightarrow 14,809204$	
	$P_{26-27} \rightarrow 14,802331$	$P_{27-26} \rightarrow 6,040191$	
	$P_{4-3} \rightarrow 6,181352$	$B_{27} \rightarrow 4,797385$	
	$P_{27-26} \rightarrow 6,038069$	$B_{26} \rightarrow 4,751963$	
	$B_3 \rightarrow 4,925131$		
	$B_4 \rightarrow 4,884290$		
	$B_{27} \rightarrow 4,794599$		
	$B_{26} \rightarrow 4,749447$		
Identificação - Maior RN			
	$P_{3-4} \rightarrow 15,048760$	$P_{26-27} \rightarrow 14,809204$	$B_{132} \rightarrow 0,022342$

FONTE: A autora (2021)

Na situação simulada no TESTE 01 é possível observar que a propagação do erro no processo de estimação resulta em resíduos normalizados com valores inferiores aos encontrados nas próprias medidas incorretas P_{3-4} e P_{26-27} .

TESTE 02 – INCLUINDO DOIS ERROS GROSSEIROS COM MAGNITUDES DIFERENTES EM MEDIDAS DE FLUXO:

Diferentemente, no TESTE 02 a magnitude do erro inserido em P_{3-4} foi alterada para 5 (cinco) desvios padrões, segundo Tabela C:

Tabela C				
Medida	Valor Correto	RN	Valor incorreto	Magnitude do erro
P_{3-4}	0,018832	0,025461	0,077793	≈ 5 desvios
P_{26-27}	-0,007063	0,018065	-0,182769	≈ 15 desvios

FONTE: A autora (2021)

Da mesma forma, o processo de estimação de estados é considerado correto apenas quando a etapa da detecção não identifica a presença de erros grosseiro no plano de medição. Os resultados obtidos pelo TMRN para a simulação produzida no TESTE 02 estão apresentadas na Tabela D.

Condição 1: com as duas medidas incorretas;

Condição 2: com eliminação de P_{26-27} ;

Condição 3: com eliminação P_{3-4} .

Tabela D			
Detecção	Condição 1	Condição 2	Condição 3
	Medida e RN	Medida e RN	Medida e RN
	$P_{26-27} \rightarrow 14,802422$	$P_{3-4} \rightarrow 5,041145$	
	$P_{27-26} \rightarrow 6,041615$		
	$P_{3-4} \rightarrow 5,029501$		
	$B_{27} \rightarrow 4,795680$		
	$B_{26} \rightarrow 4,744631$		
Identificação - Maior RN			
	$P_{26-27} \rightarrow 14,802422$	$P_{3-4} \rightarrow 5,041145$	$B_8 \rightarrow 0,031418$

FONTE: A autora (2021)

A análise dos dados da Tabela D, Condição 1 e Condição 2, permite observar que a propagação do erro pode gerar um resíduo normalizado maior que o obtido em medidas incorretas propriamente ditas. Isso acontece porque o impacto de um erro grosseiro na estimação de estados, e o consequente resíduo normalizado associado a esta medida e a sua propagação, depende da magnitude do erro grosseiro. Como não é possível conhecer estas informações previamente, apenas o RN mais elevado do teste é eliminado.

Se na tentativa de acelerar o processo, as duas medidas associadas aos piores resíduos fossem eliminadas (no caso do TESTE 02 - P_{26-27} e P_{27-26}) uma medida correta estaria sendo eliminada do plano de medição e isso, em algumas situações, pode tornar o sistema não observável. Esta é a razão à qual, no TMRN, apenas uma medida é eliminada por vez do plano de medição, apesar de todas as medidas que contêm RN acima do limiar serem consideradas suspeitas de conterem erros grosseiros.

Finalmente, apenas a eliminação da medida incorreta, permite o conhecimento verdadeiro do impacto deste erro no processo de estimação. A análise dos valores de resíduos normalizados não permite a distinção entre erro em medida e propagação de erro em medida. Inferência feitas, por localização, por

exemplo, considerando a probabilidade de que barras adjacentes apresentem propagação de erro apenas, podem ser incorretas.

ANEXO 1 – DADOS DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE 141 BARRAS

(continua)

DADOS DE LINHA			
De	Para	Resistência [pu]	Reatância [pu]
1	2	0,003711	0,00263
2	3	0,011093	0,007865
3	4	5,79E-05	3,86E-05
4	5	0,000592	0,000418
5	6	0,000437	0,000315
6	7	0,003016	0,004019
7	8	0,004733	0,006309
8	9	0,004174	0,002952
9	10	0,00326	0,002309
10	11	0,000746	0,000527
11	12	0,008302	0,005871
12	13	0,007891	0,005569
13	14	0,003138	0,002219
14	15	0,006154	0,004354
15	16	0,005531	0,003916
16	17	0,002559	0,001813
17	18	0,005325	0,00364
18	19	0,001196	0,000849
19	20	0,003595	0,00254
20	21	0,002347	0,001582
21	22	0,003685	0,001974
22	23	0,001691	0,001228
23	24	0,004392	0,003196
24	25	0,002559	0,001813
25	26	0,004688	0,003408
26	27	0,002154	0,001569
27	28	0,003756	0,002662
28	29	0,004212	0,002977
29	30	0,002199	0,001595
30	31	0,000823	0,000585
31	32	0,002232	0,001576
2	33	0,002849	0,002019
33	34	0,000129	5,79E-05
5	35	0,014624	0,003563
5	36	0,008135	0,010064
6	37	0,000354	0,000469
37	38	0,013093	0,00926
38	39	0,006032	0,004264
39	40	0,002232	0,001576

(continua)

40	41	0,005904	0,00418
41	42	0,014907	0,010547
42	43	0,007762	0,005492
43	44	0,002849	0,002019
44	45	0,002604	0,001852
45	46	0,001029	0,000817
46	47	0,00409	0,002894
47	48	0,002682	0,001897
48	49	0,004707	0,00328
49	50	0,005325	0,003576
50	51	0,002559	0,001813
51	52	0,001447	0,001023
38	53	0,005408	0,003826
42	54	0,001035	0,000733
54	55	0,003389	0,002399
55	56	0,005743	0,004064
56	57	0,005576	0,003942
57	58	0,004334	0,003068
58	59	0,003016	0,002135
55	60	0,002148	0,001518
60	61	0,002103	0,001492
61	62	0,002643	0,001871
60	63	0,00227	0,001608
63	64	0,006733	0,004765
64	65	0,004334	0,003068
65	66	0,001942	0,001376
66	67	0,002932	0,002077
67	68	0,001402	0,00099
63	69	0,002354	0,001666
55	70	0,001486	0,001055
70	71	0,000772	0,000186
70	72	0,004502	0,003183
42	73	0,001486	0,001055
73	74	0,000193	0,000412
43	75	0,002437	0,001723
44	76	0,00355	0,002514
46	77	0,003318	0,002804
76	78	0,001074	0,000707
78	79	0,002669	0,00065
79	80	0,00645	0,001569
79	81	0,00973	0,002379
81	82	0,000212	5,15E-05
47	83	0,000547	0,000399
49	84	0,003325	0,002887

(continua)

50	85	0,000945	0,000232
85	86	0,000238	0,000103
86	87	0	6,43E-06
7	88	0,001119	0,001486
88	89	0,003016	0,004019
89	90	0,001923	0,002559
90	91	0,001363	0,00182
91	92	0,002026	0,002701
92	93	0,001801	0,002399
93	94	0,001325	0,001762
94	95	0,001325	0,001762
89	96	0,004418	0,003125
96	97	0,006238	0,004412
97	98	0,005801	0,00126
97	99	0,000212	5,15E-05
99	100	0,000212	5,15E-05
91	101	0,001486	0,001055
101	102	0,003717	0,00263
102	103	0,005717	0,001395
103	104	0,004045	0,000984
104	105	0,007524	0,001833
104	106	0,000733	0,000167
92	107	0,00546	0,001331
94	108	0,003936	0,001672
108	109	0,002907	0,001235
94	110	0,000212	5,15E-05
7	111	0,004624	0,003273
10	112	0,006881	0,001678
11	113	0,002232	0,001576
13	114	0,004006	0,002836
114	115	0,004296	0,003042
115	116	0,000257	6,43E-05
14	117	0,003254	0,002354
15	118	0,001035	0,000733
118	119	0,002971	0,002103
119	120	0,002727	0,001929
120	121	0,00326	0,002309
121	122	0,004707	0,003331
122	123	0,003756	0,002662
123	124	0,003923	0,002778
124	125	0,005035	0,003563
125	126	0,005363	0,003904
126	127	0,002232	0,001576
127	128	0,003666	0,002701

(conclusão)

128	129	0,003762	0,002733
129	130	0,000662	0,000469
119	131	0,002283	0,001627
131	132	0,002232	0,001576
131	133	0,005916	0,004302
121	134	0,005408	0,003936
16	135	0,003389	0,002399
16	136	0,001942	0,001376
18	137	0,003756	0,002662
23	138	0,004945	0,003595
25	139	0,006109	0,004328
30	140	0,003338	0,002424
31	141	0,003756	0,002662

FONTE: Matpower – versão 7.0

(continua)

DADOS DE BARRA								
Barra	Pot Ativa [MW]	Pot Reativa [MVar]	Condutância shunt [MW]	Susceptância Shunt [MVar]	Área	Tensão [pu]	Ângulo [graus]	Base de Tensão [kV]
1	0	0	0	0	1	1	0	12,5
2	0	0	0	0	1	1	0	12,5
3	0,00E+00	0,00E+00	0	0	1	1	0	12,5
4	0	0	0	0	1	1	0	12,5
5	0	0	0	0	1	1	0	12,5
6	0	0	0	0	1	1	0	12,5
7	0	0	0	0	1	1	0	12,5
8	0,0638	0,0395	0	0	1	1	0	12,5
9	0,0085	0,0053	0	0	1	1	0	12,5
10	0	0	0	0	1	1	0	12,5
11	0	0	0	0	1	1	0	12,5
12	0,0213	0,0132	0	0	1	1	0	12,5
13	0,0638	0,0395	0	0	1	1	0	12,5
14	0	0	0	0	1	1	0	12,5
15	0	0	0	0	1	1	0	12,5
16	0	0	0	0	1	1	0	12,5
17	0,1275	0,079	0	0	1	1	0	12,5
18	0	0	0	0	1	1	0	12,5
19	0	0	0	0	1	1	0	12,5
20	0,0638	0,0395	0	0	1	1	0	12,5
21	0,0638	0,0395	0	0	1	1	0	12,5

(continua)

22	0	0	0	0	1	1	0	12,5
23	0,0638	0,0395	0	0	1	1	0	12,5
24	0	0	0	0	1	1	0	12,5
25	0	0	0	0	1	1	0	12,5
26	0,1275	0,079	0	0	1	1	0	12,5
27	0,0638	0,0395	0	0	1	1	0	12,5
28	0	0	0	0	1	1	0	12,5
29	0,0638	0,0395	0	0	1	1	0	12,5
30	0	0	0	0	1	1	0	12,5
31	0	0	0	0	1	1	0	12,5
32	0,1275	0,079	0	0	1	1	0	12,5
33	0	0,00E+00	0	0	1	1	0	12,5
34	0,1275	0,079	0	0	1	1	0	12,5
35	0,255	0,158	0	0	1	1	0	12,5
36	0,1275	0,079	0	0	1	1	0	12,5
37	0,0425	0,0263	0	0	1	1	0	12,5
38	0	0	0	0	1	1	0	12,5
39	0,017	0,0105	0	0	1	1	0	12,5
40	0	0	0	0	1	1	0	12,5
41	0,0638	0,0395	0	0	1	1	0	12,5
42	0	0	0	0	1	1	0	12,5
43	0	0	0	0	1	1	0	12,5
44	0,0425	0,0263	0	0	1	1	0	12,5
45	0	0	0	0	1	1	0	12,5
46	0	0	0	0	1	1	0	12,5
47	0	0	0	0	1	1	0	12,5
48	0,1062	0,0658	0	0	1	1	0	12,5
49	0,1275	0,079	0	0	1	1	0	12,5
50	0	0	0	0	1	1	0	12,5
51	0,1062	0,0658	0	0	1	1	0	12,5
52	0,0638	0,0395	0	0	1	1	0	12,5
53	0,0425	0,0263	0	0	1	1	0	12,5
54	0	0	0	0	1	1	0	12,5
55	0	0	0	0	1	1	0	12,5
56	0,0213	0,0132	0	0	1	1	0	12,5
57	0	0	0	0	1	1	0	12,5
58	0,255	0,158	0	0	1	1	0	12,5
59	0,1275	0,079	0	0	1	1	0	12,5
60	0	0	0	0	1	1	0	12,5
61	0,255	0,158	0	0	1	1	0	12,5
62	0,17	0,1054	0	0	1	1	0	12,5
63	0	0	0	0	1	1	0	12,5
64	0,255	0,158	0	0	1	1	0	12,5
65	0,1275	0,079	0	0	1	1	0	12,5

(continua)

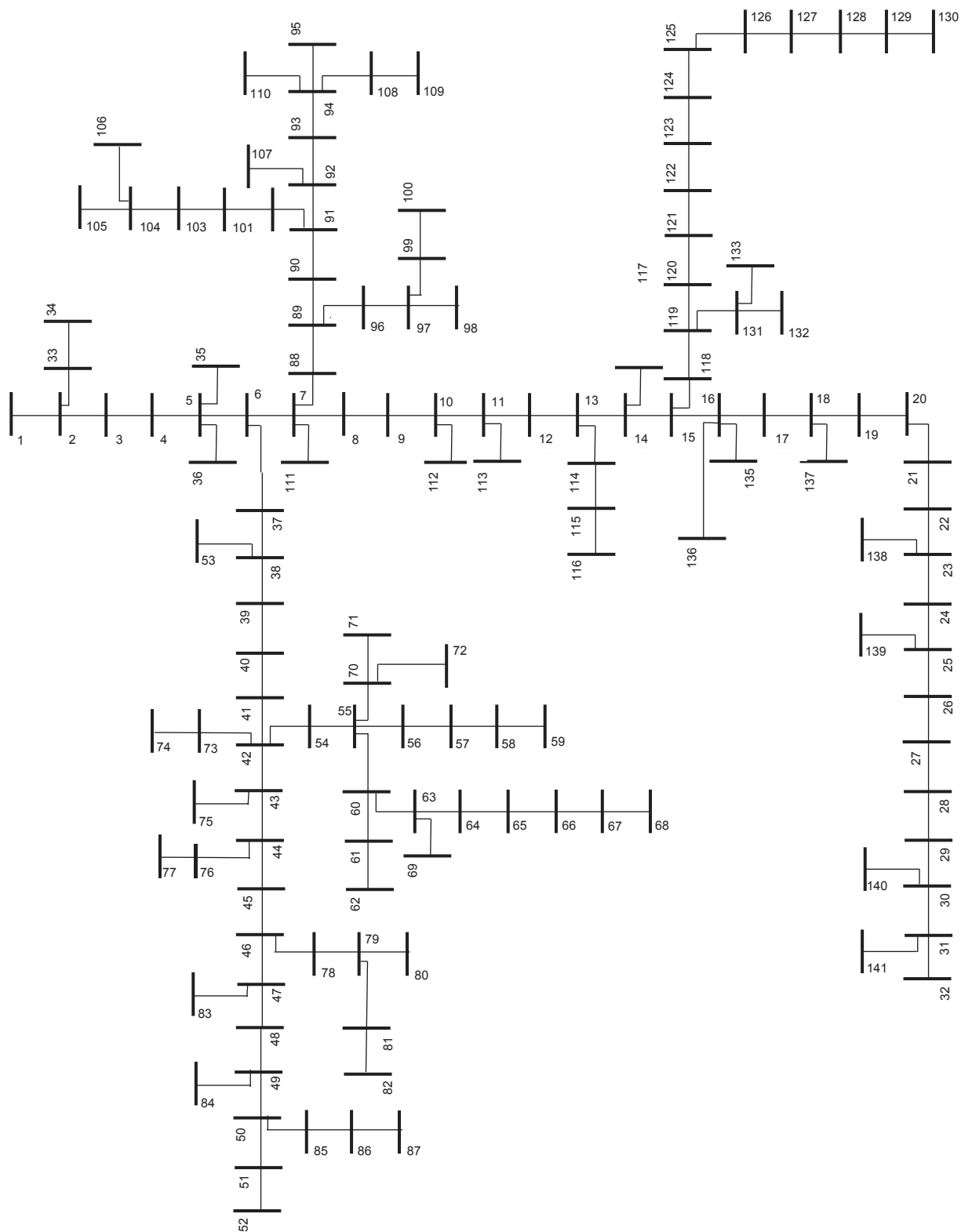
66	0,1913	0,1185	0	0	1	1	0	12,5
67	0,0425	0,0263	0	0	1	1	0	12,5
68	0,085	0,0527	0	0	1	1	0	12,5
69	0,255	0,158	0	0	1	1	0	12,5
70	0	0	0	0	1	1	0	12,5
71	0,255	0,158	0	0	1	1	0	12,5
72	0,1275	0,079	0	0	1	1	0	12,5
73	0,255	0,158	0	0	1	1	0	12,5
74	0,255	0,158	0	0	1	1	0	12,5
75	0,0382	0,0237	0	0	1	1	0	12,5
76	0,0638	0,0395	0	0	1	1	0	12,5
77	0,1275	0,079	0	0	1	1	0	12,5
78	0	0	0	0	1	1	0	12,5
79	0,4271	0,2647	0	0	1	1	0	12,5
80	0,6375	0,3951	0	0	1	1	0	12,5
81	0	0,00E+00	0	0	1	1	0	12,5
82	0,1275	0,079	0	0	1	1	0	12,5
83	0,0638	0,0395	0	0	1	1	0	12,5
84	0,1913	0,1185	0	0	1	1	0	12,5
85	0	0	0	0	1	1	0	12,5
86	0,425	2,63E-01	0	0	1	1	0	12,5
87	0,1275	0,079	0	0	1	1	0	12,5
88	0,0638	0,0395	0	0	1	1	0	12,5
89	0,0553	0,0342	0	0	1	1	0	12,5
90	0	0	0	0	1	1	0	12,5
91	0	0	0	0	1	1	0	12,5
92	0	0	0	0	1	1	0	12,5
93	0	0	0	0	1	1	0	12,5
94	0,0935	0,0579	0	0	1	1	0	12,5
95	0	0	0	0	1	1	0	12,5
96	0,1275	0,079	0	0	1	1	0	12,5
97	0	0	0	0	1	1	0	12,5
98	0,255	1,58E-01	0	0	1	1	0	12,5
99	0	0,00E+00	0	0	1	1	0	12,5
100	0,255	0,158	0	0	1	1	0	12,5
101	0,0127	0,0079	0	0	1	1	0	12,5
102	0	0	0	0	1	1	0	12,5
103	0,1062	0,0658	0	0	1	1	0	12,5
104	0	0	0	0	1	1	0	12,5
105	0,255	0,158	0	0	1	1	0	12,5
106	0,1275	0,079	0	0	1	1	0	12,5
107	0,4271	0,2647	0	0	1	1	0	12,5
108	0	0	0	0	1	1	0	12,5
109	0,6375	3,95E-01	0	0	1	1	0	12,5

(conclusão)

110	0,6375	0,3951	0	0	1	1	0	12,5
111	0,0213	0,0132	0	0	1	1	0	12,5
112	0,425	0,2634	0	0	1	1	0	12,5
113	0,0638	0,0395	0	0	1	1	0	12,5
114	0	0	0	0	1	1	0	12,5
115	0	0,00E+00	0	0	1	1	0	12,5
116	0,255	0,158	0	0	1	1	0	12,5
117	0,0553	0,0342	0	0	1	1	0	12,5
118	0	0	0	0	1	1	0	12,5
119	0,0935	0,0579	0	0	1	1	0	12,5
120	0	0	0	0	1	1	0	12,5
121	0	0	0	0	1	1	0	12,5
122	0	0	0	0	1	1	0	12,5
123	0,085	0,0527	0	0	1	1	0	12,5
124	0,1062	0,0658	0	0	1	1	0	12,5
125	0	0	0	0	1	1	0	12,5
126	0	0	0	0	1	1	0	12,5
127	0,0638	0,0395	0	0	1	1	0	12,5
128	0,0638	0,0395	0	0	1	1	0	12,5
129	0,0935	0,0579	0	0	1	1	0	12,5
130	0,0956	0,0593	0	0	1	1	0	12,5
131	0	0	0	0	1	1	0	12,5
132	0,0638	0,0395	0	0	1	1	0	12,5
133	0,0382	0,0237	0	0	1	1	0	12,5
134	0,0297	0,0184	0	0	1	1	0	12,5
135	0,0213	0,0132	0	0	1	1	0	12,5
136	0,0638	0,0395	0	0	1	1	0	12,5
137	0,0467	0,029	0	0	1	1	0	12,5
138	0,0425	0,0263	0	0	1	1	0	12,5
139	0,0425	0,0263	0	0	1	1	0	12,5
140	0,1275	0,079	0	0	1	1	0	12,5
141	0,0638	0,0395	0	0	1	1	0	12,5

FONTE: Matpower – versão 7.0

DIAGRAMA UNIFILAR DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE 141 BARRAS



Fonte: Adaptado de Matpower (2021)